



# Prosjektlønnsomhetsanalyse i vannkraftsektoren

*En kvalitativ casestudie av Å Energis prosjektlønnsomhetsanalyse  
av nytt Fennefoss kraftverk*

**Maria Hesjedal**

**Veileder: Kenneth Fjell**

Masteroppgave, Økonomi og Administrasjon, Økonomisk styring

**NORGES HANDELSHØYSKOLE**

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer inntår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

---

## Sammendrag

Investeringsbeslutninger i vannkraft tas under usikkerhet, hvilket understreker nødvendigheten av robuste analytiske metodikker for lønnsomhetsvurderinger. Denne masteroppgaven er en kvalitativ casestudie som tar sikte på å analysere Å Energis praksis for prosjektlønnsomhetsanalyse av nye kraftutbygginger, illustrert vha. Fennefoss-prosjektet. Dette kraftverk faller inn under kategorien *småkraftverk* og pålegges derfor ikke grunnrenteskatt. Formålet med denne studien er todelt: For det første søker oppgaven å analysere i hvilken grad selskapets tilnærminger til prosjektanalyse samsvarer med teori om lønnsomme investeringsbeslutninger. For det andre vurderer oppgaven betydningen av skattesystemet, herunder grunnrenteskatten, på investorenes konseptvalg.

Studien tar utgangspunkt i de to første fasene i T. Bjørnenaks (2019) rammeverk for prosjektlønnsomhetsanalyse, og analysen utføres basert på innsamlet data fra semistrukturerte intervjuer og dokumenter tilsendt fra representanter i selskapet. Den kreative fasen tar for seg selskapets tilnærminger til utforskning og identifisering av alternative prosjektkonsepser, mens den tekniske fasen fokuserer på de kvantitative beregningene som er nødvendig for å vurdere lønnsomheten av disse. Den sistnevnte fasen avgrenses til å omhandle selskapets praksis for verdivurdering og fastsettelse av avkastningskrav, samt estimering av investeringskostnad. Samlet danner dette fundamentet for en videre vurdering av hvorvidt grunnrenteskatten hadde en vridende effekt på investors investeringsbeslutning.

Overordnet viser analysen at selskapets tilnærming til prosjektlønnsomhetsanalyse er god og i stor grad sammenfaller med det underliggende teoretiske fundamentet. Jeg har imidlertid identifisert forbedringsområder, hvor selskapets tilnærminger avviker fra «beste praksis». Mine mest interessante funn er at kostnadsestimeringen ikke hensyntok prinsippet om stokastisk uavhengighet. Dette resulterte sannsynligvis i at kostnadsestimatet ble undervurdert. Videre reflekterer ikke avkastningskravet, etter min mening, investeringens langsiktige tidshorisont, eller eiernes risiko på en tilfredsstillende måte. I den siste delen av analysen fremgår det at grunnrenteskatten, i lys av kraftprodusentens metodikk for å beregne prosjektlønnsomhet, virket vridende på investors beslutning. Videre viser resultatene at selskapet optimaliserte kraftverkets lønnsomhet før og etter skatt, ved å dimensjonere kraftverkets størrelse under innslagspunktet for grunnrenteskatt.

---

## Forord

Denne masteroppgaven er utarbeidet i forbindelse med avslutningen av mitt masterstudium i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole. Masteroppgaven representerer 30 studiepoeng innenfor hovedprofilen Økonomisk styring (BUS). Temaet for studien ble valgt på bakgrunn av interessen jeg har utviklet for investeringsanalyse gjennom masterstudiet. Valget av studieobjekt for oppgaven var motivert av et ønske om å fordype meg i vannkraftsektoren- ryggraden i den norske kraftforsyningen både i dag og for fremtiden. Av denne grunn var det naturlig å velge den ledende norske kraftprodusenten Å Energi som objekt for studien.

Arbeidet med denne studien har vært utrolig spennende og lærerikt, men også utfordrende. I løpet av semesteret har jeg utviklet en dypere forståelse av investeringsteori og dens praktiske anvendelse i casebedriften, samtidig som jeg har fått innsikt i det omfattende skattesystemet i vannkraftsektoren. Semesteret har vært intenst og krevende, men har likevel vært en fin avslutning på mine siste to år som student. Jeg ønsker å takke min veileder Kenneth Fjell, professor ved Norges Handelshøyskole, for konstruktive tilbakemeldinger og god veiledning gjennom hele semesteret. Dette har vært avgjørende for å holde oppgaven på rett spor.

Over det siste halvåret har jeg samtidig hatt gleden av å samarbeide med flere dyktige ansatte hos Å Energi. Jeg ønsker å takke alle informanter som har deltatt i oppgaven og for deres villighet til å stille opp til intervjuer og svare på løpende henvendelser. En spesiell takk rettes til Jan Petter Horn, min kontaktperson i selskapet, for hans uvurderlige bidrag til utforming av oppgaven og gode innspill. Jeg har dratt stor nytte av hans brede kompetanse gjennom dette semesteret.

Bergen, 30.juni

Maria Hesjedal

# Innholdsfortegnelse

<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>2</b>
<b>1.0 INTRODUKSJON</b> .....	<b>7</b>
1.1 FORSKNINGSSPØRSMÅL .....	8
1.2 OPPGAVENS STRUKTUR OG AVGRENSNING .....	9
1.2.1 Oppgavens avgrensninger .....	9
<b>2.0 INTRODUKSJON TIL KRAFTPRODUKSJON OG KRAFTMARKEDET</b> .....	<b>10</b>
2.1 VANNKRAFTPRODUKSJON .....	10
2.2 KRAFTMARKEDET .....	12
<b>3.0 PRESENTASJON AV Å ENERGI OG FENNEFOSS KRAFTVERK</b> .....	<b>13</b>
3.1 Å ENERGI .....	13
3.2 FENNEFOSS KRAFTVERK .....	14
<b>4.0 SKATTLEGGINGEN AV VANNKRAFT</b> .....	<b>15</b>
4.1 KORT OM DET TEORETISKE GRUNNLAGET FOR SKATTESYSTEMET .....	15
4.2 NETTOSKATTER .....	18
4.2.1 Skatt på alminnelig inntekt .....	18
4.2.2 Grunnrenteskatt .....	18
<b>5.0 PROSJEKTANALYSE - DEN KREATIVE FASEN</b> .....	<b>24</b>
<b>6.0 DEN TEKNISKE FASEN - INVESTERINGSTEORI</b> .....	<b>26</b>
6.1 TRADISJONELLE METODER FOR INVESTERINGSANALYSE .....	27
6.1.1 Netto nåverdimetoden .....	27
6.1.2 Nåverdiindeks .....	28
6.1.3 Internrente .....	29
6.1.4 Tilbakebetalingstid .....	30
6.2 RISIKO OG AVKASTNINGSKRAV .....	30
6.2.1 Risiko ved et prosjekt .....	31
6.2.2 Avkastningskrav .....	32
6.3 KOSTNADSESTIMERING UNDER USIKKERHET .....	40
6.3.1 Oppbygging av investeringsestimat .....	42
6.3.2 Estimeringsarbeidet .....	42
<b>7.0 METODE</b> .....	<b>43</b>
7.1 FORSKNINGSDSIGN .....	43
7.1.1 Kvalitativ forskningsmetode .....	43
7.2 FORSKNINGSSTRATEGI .....	44
7.3 INNSAMLING AV DATA .....	45
7.3.1 Primærdata .....	45
7.3.2 Sekundærdata .....	48
<b>DEL 2: GJENNOMGANG AV PROSJEKTLØNNSOMHETSANALYSEN I FENNEFOSS KRAFTVERK</b> .....	<b>49</b>
<b>8.0 DEN KREATIVE FASEN- KONSEPTVALG</b> .....	<b>49</b>

8.1 PROSJEKTMODELL .....	49
8.2 NÆRMERE OM PROSESSEN FRAM TIL KONSEPTVALG (BP2) FOR FENNEFOSS KRAFTVERK.....	51
<b>9.0 DEN TEKNISKE FASEN .....</b>	<b>57</b>
9.1 SELSKAPETS PRAKSIS FOR VERDSETTELSE AV INVESTERINGSPROSJEKTER.....	58
9.2 SELSKAPETS PRAKSIS FOR Å ESTIMERE AVKASTNINGSKRAVET .....	59
9.3 SELSKAPETS PRAKSIS FOR KOSTNADSESTIMERING .....	62
9.4 RESULTATER FRA INVESTERINGSANALYSENE VED BP2.....	65
9.4.1 Nåverdi.....	66
9.4.2 Øvrige lønnsomhetsmål.....	68
<b>DEL 3: DRØFTING.....</b>	<b>69</b>
<b>10.0 DEN KREATIVE FASEN.....</b>	<b>69</b>
<b>11.0 DEN TEKNISKE FASEN .....</b>	<b>74</b>
11.1 DISKONTERT KONTANTSTRØMMODELL.....	74
11.2 ANALYSE AV SELSKAPETS PRAKSIS FOR ESTIMERING AV INVESTERINGSKOSTNAD .....	76
11.3 AVKASTNINGSKRAVET .....	80
11.3.1 Analyse av forutsetningene i CAPM-modellen.....	81
11.3.2 Analyse av parameterne som inngår i totalavkastningskravet.....	85
<b>12.0 ANALYSE AV GRUNNRENTESKATTENS BETYDNING PÅ KONSEPTVALGET I FENNEFOSS-PROSJEKTET.....</b>	<b>92</b>
12.1 LØNNSOMHET FØR OG ETTER SKATT .....	92
12.2 NEDRE GRENSE FOR FASTSETTING AV GRUNNRENTESKATT.....	94
12.3 INVESTERINGSNØYTRALITET.....	96
12.4 EVJE OG HORNNES KOMMUNES MISNØYE .....	99
<b>13.0 KONKLUSJON.....</b>	<b>102</b>
<b>14.0 LITTERATURLISTE .....</b>	<b>105</b>
<b>15.0 VEDLEGG .....</b>	<b>113</b>

## Figurliste

Figur 1- Oppbygging av kraftstasjon (NDLA, 2022b) .....	11
Figur 2 – Kraftmarkedet (Energifakta Norge, 2024) .....	12
Figur 3- Bilde av Fennefoss kraftverk ovenfra.....	14
Figur 4- Bilde av lukene ved Fennefoss kraftverk (tilsendt fra Å Energi) .....	14
Figur 5 – Skatt og effektivitetstap (NOU 1989:14) .....	16
Figur 6 – Dekomponering av totalavkastning (NOU 2022:20) .....	17
Figur 7 – Grunnlag for grunnrenteskatt (NOU 2019:16).....	19
Figur 8 – Kontantstrømskatt (NOU 2019:16).....	22
Figur 9 – Tilpasning rundt nedre grense for grunnrenteskatt (NOU 2019:16).....	23
Figur 10- Sammenheng mellom ideer, konsepter og prosjekt (Samset, 2016).....	25
Figur 11 - Mulighetsrommet (Samset, 2016) .....	26

Figur 12 - Systematisk og usystematisk risiko (Finanssans, 2023) .....	31
Figur 13 – Høyreskjev sannsynlighetsfordeling (Drevland, 2013) .....	41
Figur 14 – Å Energi sin prosjektmodell .....	49
Figur 15- Lange obligasjonsrenter 2000-2020 (fra styrenotat).....	60
Figur 16 – Oppbygging av kostnadsestimat .....	62
Figur 17 – Sannsynlighetskurve for kostnadsestimat .....	64
Figur 18 – Forventet kostnad for Fennefoss .....	65
Figur 19 –Resultat for Fennefoss kraftverk (9,9 MVA).....	67
Figur 20 – Resultat for Fennefoss kraftverk (13 MVA).....	67
Figur 21 – Forskjeller i nåverdi mellom kraftverkene .....	68
Figur 22 – Eksempel på delprosjekt i grunnkalkylen til Fennefoss kraftverk.....	77
Figur 23 – Nåverdiprofil for Fennefoss kraftverk (9.900 kVA og 13.000 kVA) .....	80
Figur 24- Årlige kontantstrømmer for Fennefoss kraftverk med kontantstrømskatt og periodisert grunnrenteskatt .....	99

## Tabell-liste

Tabell 1- Prosess fram til konseptvalg.....	52
Tabell 2 – Kaplanaturbiner.....	53
Tabell 3 - Kaplanaturbin .....	53
Tabell 4 – Ulike typer turbiner vurdert ut fra hovedparametere .....	57
Tabell 5- Lønnsomhetsmål for Fennefoss kraftverk.....	68
Tabell 6 – Lønnsomhet før og etter overskuddsskatter for kraftverk med installert effekt på 9.900 og 13.000 kVA .....	93
Tabell 7 – Budsjetterte friinntektsrenter i investeringsanalysen av Fennefoss kraftverk (13.000 kVA). .....	97
Tabell 8- Nåverdi av investeringsfradrag i periodisert grunnrenteskatt.....	97
Tabell 9- Nåverdi for kraftverket (13.000 kVA) ved en periodisert grunnrenteskatt og kontantstrømskatt .....	98

## 1.0 Introduksjon

Vannkraft representerer ryggraden i det norske kraftsystemet, og står for mer enn 90 prosent av den totale energiproduksjonen her i landet (Fornybar Norge, 2023, s.25). Gjennom mer enn et århundre har vannkraft vært landets viktigste energikilde, og en avgjørende drivkraft for nasjonal utvikling og økonomisk vekst. Allerede i 1879 ble det første vannkraftverket i Norge etablert i forbindelse med belysning til et nikkilverk i Senja (NVE, 2015). Dette representerte et banebrytende verk for sin tid og markerte starten på en epoke der Norge utviklet seg til å bli ledende aktør innen vannkraftproduksjon. Noen år senere, i 1909, ble Evje kraftstasjon bygget for å forsyne det lokale nikkilverket med elektrisitet (Meld. St, 2014). Over 100 år senere bygger Å Energi Fennefoss kraftverk, et nytt kraftverk lokalisert på samme sted.

I en tid hvor behovet for bærekraftig energiproduksjon stadig øker, er utnyttelsen av Norges vannressurser avgjørende for å imøtekomme fremtidens energibehov. Likevel ser vi en nedgang i investeringene i fornybar energi. Mens det i 2018 ble investert 40 milliarder norske kroner i fornybare energikilder, ble det i 2022 bare investert rundt 24 milliarder kroner (Fornybar Norge, 2023, s.11). De norske kraftprodusentene står klare til å reinvestere i eksisterende kraftverk og realisere nye kraftverk som kan gi mer energi til samfunnet (Fornybar Norge, 2023, s.12). Steffen Syvertsen, konserndirektør i Å Energi, understreker imidlertid at kraftsektoren er avhengig av mer stabile og forutsigbare rammebetingelser, samt et redusert samlet skattetrykk, for å investere i og utvikle ny fornybar energi (Dalfest, 2024). Syvertsen poengterer at dette er nødvendig for å realisere det kraftløftet som er nødvendig.

Å Energis Fennefoss kraftverk ble etablert med en installert effekt<sup>1</sup> på 9.900 kVA<sup>2</sup>. Ifølge gjeldende regelverk, betyr dette at kraftverket faller under innslagspunktet for skatt på grunnrente. Selskapet har vært gjenstand for kritikk i media angående utbyggingen av dette kraftverket, med anklager om at selskapet driver med skatteplanlegging og bevisst underdimensjonerer kraftverket for å unngå grunnrenteskatt. Dette har vekket reaksjoner hos varaordfører i Evje og Hornnes kommune som hevder at selskapet ikke tar samfunnsansvar. Under den offisielle åpningen av kraftverket i august 2023, understreket olje- og energiminister

---

<sup>1</sup> Installert effekt er den effekten som er stemplet på navneplaten til turbinen eller generatoren i et vannkraftverk (Rosvold, 2022). Voltampere blir normalt brukt om den maksimale ytelsen til en turbin eller generator, dvs. hvor mye kraft kraftverket kan maksimalt kan produsere. Alternative betegnelser er kapasitet og merkeytelse.

<sup>2</sup> VA er forkortelsen for *voltampere*, og er målenheten for tilsynelatende effekt ved et kraftverk (Rosvold, 2021). 1 kVA tilsvarer tusen voltampere og 1 MVA tilsvarer én million voltampere.

Terje Aasland kraftprodusentenes ansvar for å maksimere utnyttelsen av den vannmengden og de mulighetene vassdragene<sup>3</sup> tilbyr (Olsen et al., 2023). Syvertsen, konserndirektør i Å Energi, forsvarer investeringsbeslutningen med at det var en finansiell- og forretningsmessig vurdering (Olsen et al., 2023).

## 1.1 Forskningsspørsmål

Denne masteroppgaven har et todelt formål. Det primære formålet med oppgaven er å analysere hvordan Å Energi, en profittmaksimerende investor i vannkraftbransjen, utfører prosjektlønnsomhetsanalyser av nye vannkraftverk, fra den innledende kreative fasen hvor alternativer identifiseres, til de tekniske beregningene som leder fram til det endelige konseptvalget i konsernstyret. Gjennom et casestudie av prosjektanalysen av Fennefoss kraftverk, tar studien sikte på å evaluere hvorvidt selskapets prosesser samsvarer med teori om lønnsomme investeringsbeslutninger. Det sekundære målet med masteroppgaven er å undersøke betydningen av grunnrenteskatten på konseptvalget om å bygge Fennefoss kraftverk som et småkraftverk.

Forskingsspørsmålene som skal gjøres rede for i denne utredningen er som følger:

- *I hvilken grad samsvarer Å Energis praksis for analyse av prosjektlønnsomhet av Fennefoss kraftverk med teori om lønnsomme investeringsbeslutninger?*
- *Hvilken betydning hadde grunnrenteskatten på beslutningen om å bygge Fennefoss kraftverk som et småkraftverk?*

Dette casestudiet av Fennefoss kraftverk demonstrerer hvordan en stor norsk kraftprodusent utfører prosjektlønnsomhetsanalyser i nye kraftverk, og viser hvordan en rasjonell profittmaksimerende aktør tilpasser seg sine regulatoriske rammebetingelser for å oppnå best mulig avkastning på investeringene sine.

---

<sup>3</sup> Et vassdrag er et sammenhengende system av elver fra utspring til hav, inklusiv eventuelle innsjøer og snø- og isbreer (Energidepartementet, 2008, s.19).



## 1.2 Oppgavens struktur og avgrensning

Oppgaven er strukturert i tre hoveddeler. Den første delen av oppgaven etablerer det teoretiske rammeverket for studien og introduserer konteksten selskapet opererer innen. Jeg innleder del 1 med en innføring i kraftproduksjon og kraftmarkedet (kapittel 2), og en introduksjon av Å Energi og Fennefoss kraftverk (kapittel 3). Vannkraftsektoren er underlagt en omfattende skattlegging. For å svare på oppgavens problemstilling er det nødvendig med en gjennomgang av det teoretiske grunnlaget for skattesystemet og grunnrenteskatten (kapittel 4). De to neste kapitlene beskriver de to første fasene i det teoretiske rammeverket for prosjektlønnsomhetsanalyse, utarbeidet av T. Bjørnenak (2019): *Den kreative fasen* beskrives i kapittel 5, mens den *den tekniske fasen* presenteres i kapittel 6. Kapittel 7 beskriver de metodiske valgene som er tatt i oppgaven.

I del 2 av oppgaven gis en gjennomgang av prosessene som ledet frem til beslutningen om å bygge Fennefoss som et småkraftverk, med utgangspunkt i det teoretiske rammeverket til Bjørnenak (2019). Gjennomgangen baseres på innsamlet primær- og sekundærdata. I kapittel 8 beskriver jeg hvordan selskapet identifiserte ulike alternativer for Fennefoss kraftverk, mens jeg i kapittel 9 detaljerer de tekniske beregningene for de alternativene som ble identifisert i den kreative fasen (se avgrensning under).

I den tredje og avsluttende delen av denne oppgaven gjør jeg en vurdering av hvorvidt selskapets praksis for prosjektlønnsomhetsanalyse samsvarer med teori om lønnsomme investeringsbeslutninger. I kapittel 10 analyserer jeg i hvilken grad selskapets gjennomføring av den kreative fasen er i overensstemmelse med det teoretiske rammeverket presentert i kapittel 5. Deretter analyserer jeg de tekniske beregningene, og vurderer selskapets tilnærminger opp mot fremlagt investeringsteori (kapittel 11). Videre undersøkes betydningen av grunnrenteskatten på beslutningen om å bygge Fennefoss om et småkraftverk (kapittel 12). I kapittel 13 presenterer jeg konklusjonen av denne oppgaven.

### 1.2.1 Oppgavens avgrensninger

I tillegg til den kreative og tekniske fasen, inkluderer Bjørnenaks rammeverk en tredje fase: *den kommuniserende fasen*. For å holde oppgavens omfang på et overkommelig nivå, har jeg valgt å utelate denne fasen til fordel for en mer inngående analyse av de to første. Disse fasene anses som de viktigste for valg av konsept.

Tekniske beregninger i en investeringsanalyse er omfattende og omhandler prognostisering av forventede fremtidige kontantstrømmer for en rekke usikre inn- og utbetalinger, samt gjennomføring av lønnsomhetsanalyser. Dette understreker behovet for robuste analytiske metoder. På bakgrunn av dette var det behov for å avgrense studiens fokus. Analysen av den tekniske fasen avgrenses til å omhandle selskapets praksis og metode for verdivurdering og fastsettelse av avkastningskrav, samt estimering av investeringskostnad. Vannkraft er en kapitalintensiv bransje, og disse elementene har stor betydning for lønnsomheten. Dette danner et godt grunnlag for å vurdere det andre forskningsspørsmålet om grunnrenteskattens betydning for beslutningen om å bygge Fennefoss kraftverk som et småkraftverk.

## 2.0 Introduksjon til kraftproduksjon og kraftmarkedet

For å forstå konteksten beslutningstaker gjør investeringer i, er det hensiktsmessig å kort presentere de viktigste delene ved vannkraftsystemet. I dette kapitlet beskrives ulike typer kraftverk og deres oppbygging, samt kraftmarkedet og de ulike markeds plassene. Jeg vil også kort gjøre rede for prisdannelsen i kraftmarkedet.

### 2.1 Vannkraftproduksjon

Elektrisk kraft er et unikt produkt som ikke lar seg lagre, og må derfor forbrukes i det øyeblikket den blir produsert. Etterspørselen etter kraft påvirkes av flere faktorer, og strømbehovet varierer betydelig gjennom døgnet, over ulike dager i uken og gjennom de forskjellige sesongene. På samme tid varierer vannkraftproduksjonen etter tilsiget<sup>4</sup> i vannkraftverkene som varierer mellom sesonger og ulike år (NVE, 2022, s.14).

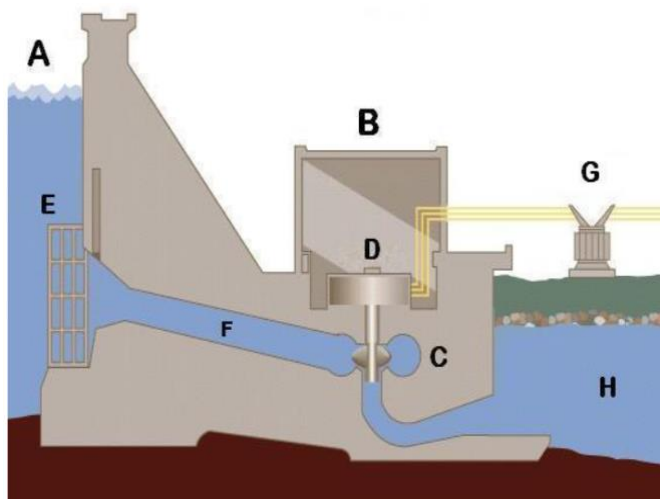
Vannkraftverk kategoriseres normalt som elvekraftverk, magasin kraftverk eller pumpekraftverk, avhengig av deres evne til å regulere vannkraftproduksjon i takt med etterspørselsvariasjoner (NVE, 2022, s.77). Kraftverk som ikke har reguleringsmagasin betegnes som elvekraftverk. Disse kraftverkene er typisk kjennetegnet ved høy vannføring og lav fallhøyde, og vannet må produseres når det kommer naturlig, ved *tilsig* (NDLA, 2022a).

---

<sup>4</sup> Tilsig er den mengden vann som renner inn til magasinene fra et vassdrags samlede nedbørsfelt, dvs. nedbør, snø, samt smeltevann fra snø- og isbreer som renner inn i et vassdrag (Energidepartementet, 2008, s.21).

Som et resultat må elvekraftverk tilpasse produksjonen etter vannføringen i elven, og produksjonen i elvekraftverk kan derfor til tider være svært ujevn. Magasinkraftverk derimot har bedre reguleringsmuligheter, og kan demme opp vann i naturlige eller kunstige reservoarer for å produsere kraft når kraftprisen er på sitt høyeste (Strømprisutvalget, 2023, s.21). Pumpekraftverk tilbyr ytterligere fleksibilitet. Disse kraftverkene består av to magasiner plassert på ulike høyder i systemet. I perioder med lav etterspørsel pumpes vann fra det nedre magasiner til det øvre, for at vannet deretter kan slippes tilbake gjennom kraftverket for å produsere elektrisitet (NDLA, 2022a).

Vannkraftverk utnytter bevegelsesenergien i overført, magasinert eller tilstrømmende vann for å generere elektrisitet, ved å bruke vannets tyngdekraft, trykk og bevegelse (Ung Energi, 2023). Et vannkraftverk består av mange ulike komponenter, som hver har en viktig rolle i kraftproduksjonen. Figuren nedenfor gir en oversikt over de ulike installasjonene som utgjør de tradisjonelle elvekraftverkene og magasinkraftverkene, og illustrerer hvordan disse komponentene fungerer sammen for å produsere elektrisk energi.



Figur 1- Oppbygging av kraftstasjon (NDLA, 2022b)

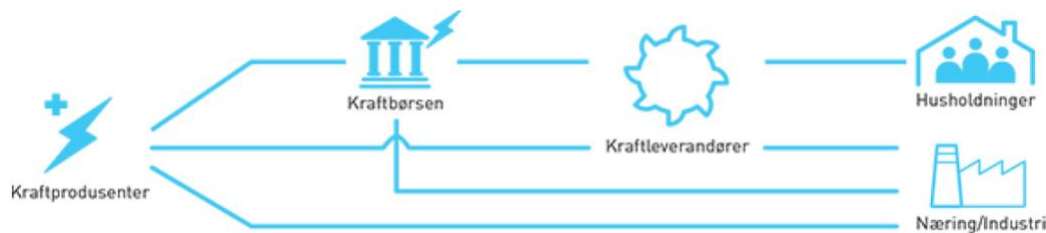
For å legge til rette for vannkraft, bygges det typisk en (A) dam ved hvert (B) kraftverk som er utstyrt med (E) luker for å kontrollere vannets føring gjennom anlegget, og en del av vannet ledes gjennom et (F) rør ved dammens bunn til kraftstasjonen (Ung Energi, 2023). Ved hjelp av ledeskovler ledes vannet inn i en (C) turbin, som omformer vannets trykk og bevegelsesenergi til mekanisk energi.

Denne mekaniske energien konverteres deretter til elektrisk energi ved hjelp av en (D) generator. (G) Transformatorer blir videre brukt til å øke og senke spenningen, før kraften transporteres gjennom strømmettet til forbrukere som tar ut strømmen på ulike

spenningsnivåer (Ung Energi, 2023). Etter at vannet har passert gjennom turbinen, ledes vannet gjennom et utløp og tilbake til elven (H).

## 2.2 Kraftmarkedet

Norge er en del av et felles Nordeuropeisk kraftmarked med Danmark, Finland og Sverige, som videre er integrert i det europeiske kraftmarkedet gjennom overføringskabler til Baltikum, Polen, Russland og Tyskland (Energifakta Norge, 2024). Kraftmarkedet har flere ulike aktører med ulike roller og oppgaver. De viktigste aktørene i kraftmarkedet inkluderer kraftprodusenter, kraftleverandører og kunder. Samtidig består kraftmarkedet av flere delmarkeder, som overordnet kan deles inn i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet.



Figur 2 – Kraftmarkedet (Energifakta Norge, 2024)

I engrosmarkedet er det vanlig å skille mellom fysisk og finansiell krafthandel. Engrosmarkedet består av tre ulike delmarkeder med ulike tidshorisonter, og inkluderer kraftprodusenter, kraftleverandører og store industrikunder. Litt forenklet kan vi si at kraftprodusentene selger kraft bilateralt mellom de ulike aktørene, og gjennom den nordiske kraftbørsen Nord Pool. Kraftprodusentene velger selv når og hvor mye de vil produsere, og til hvilken pris de ønsker å selge. Norges vassdrags- og energidirektorat og Energidepartementet fastsetter imidlertid bestemte manøvringsreglementer som begrenser produksjonen til magasin- og elvekraftverkene. Dette inkluderer høyeste og laveste regulerte vannstand for magasin, og krav til minstevannføring gjennom kraftverk (Strømprisutvalget, 2023, s.25).

Den viktigste markedsplassen i engrosmarkedet er *day-ahead markedet*, også kjent som *spotmarkedet*. Her handles det kraftkontrakter på Nord Pool med levering av kraft time for time neste døgn. Prisene fastsettes på grunnlag av aktørenes salgs- og kjøpsbud mellom kl. 08:00 og 12:00 dagen før (Strømprisutvalget, 2023, s.32). Forklaringen på dette er at strøm er en *ferskvare* som må brukes samtidig som den produseres, og det er derfor viktig å sikre at kraftforbruk og produksjon er i balanse.

Etter auksjon kan det imidlertid oppstå uventede hendelser som kan endre produsentenes produksjon eller kundenes forbruk (f.eks endrede værutsikter). Klokkene 15:00 åpnes derfor *intradagsmarkedet*, hvor aktørene frem til én time før driftstimen kan tilpasse budene sine (Strømprisutvalget, 2023, s.33). Selv om spotmarkedet og intradagsmarkedet har til formål å skape balanse mellom produksjon og forbruk, kan det likevel oppstå ubalanser i driftstimen. I *balansemarkedet* er Statnett ansvarlig for at systemet til enhver tid er i balanse og at kapasitetsgrenser i strømmettet ikke overskrides. Til dette kjøper Statnett fleksibilitet for å regulere produksjon og forbruk opp eller ned (Strømprisutvalget, 2023, s. 37)

I tillegg til de fysiske markedene nevnt ovenfor, har vi også et finansielt marked for handel av langsiktige kontrakter, uten at det foretas oppgjør i form av kraftleveranse. *Terminmarkedet* har til hensikt å bidra til finansiell risikostyring i et kraftmarked som er preget av svært volatile priser. Her handles det finansielle produkter som future- og forwardkontrakter, samt opsjoner for å begrense prisisiko og til dels volumrisiko (Strømprisutvalget, 2023, s.38).

I *sluttbrukermarkedet* for kraft kjøper sluttbrukere, som inkluderer husholdninger og foretak og offentlige aktører mv. strøm til eget forbruk gjennom en kraftleverandør. I de fleste tilfeller skjer dette gjennom en kraftleverandør. Dermed fungerer strømleverandøren som et mellomledd mellom engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet, ved å kjøpe elektrisitet i engrosmarkedet på vegne av sine kunder. Etter avtale selges kraften videre til kunden som hovedsakelig kan velge mellom tre hovedtyper kraftkontrakter: fastpriskontrakt, kontrakt med standard variabel pris og spotprisavtale (Energifakta Norge, 2024). Avtalen inkluderer ofte elementer som dekker kraftleverandørens kostnader og risiko ved å levere strøm til kundene.

## 3.0 Presentasjon av Å Energi og Fennefoss kraftverk

### 3.1 Å Energi

Å Energi er Norges største kraftkonsern med virksomhet i hele verdikjeden, fra kraftproduksjon til forbruker. Konsernet produserer 11,3 TWh i et normalår fra vannkraft, har 320 000 nettkunder og 240 000 privatkunder i strømselskapene (Å Energi, u.å.). Datterselskapet Å Energi Vannkraft (ÅEVK) er ansvarlig for produksjon av vannkraft. Vannkraft utgjør fundamentet i konsernets virksomhet. Til sammen har ÅEVK eierskap i 73 kraftverk i

vassdragene på Agder, Telemark, Rogaland og Buskerud, hvorav selskapet har ansvar for driften av 60 av disse (Å Energi, 2024).

Å Energi er et unotert selskap, og eies av 30 kommuner i Agder og Buskerud, med Drammen kommune som største kommunale eier, og av selskapene Vardar AS, Lier Everk Holding, samt Statkraft Regional Holding AS. Statkraft er den største enkeltaksjonæren i selskapet, mens kommunene samlet er majoritetseier. De kommunale eierne har uttrykt sine mål for selskapet gjennom sin eierskapsstrategi. Her fremkommer det forventninger om at Å Energi skal være bransjens mest lønnsomme selskap, at selskapet, basert på forretningsmessige prinsipper, tar en regional utviklingsrolle og prioriterer lønnsomme investeringsprosjekter innenfor vannkraft og nett (Kvinlaug, 2023, s. 6-8).

### 3.2 Fennefoss kraftverk

Blant vannkraftverkene i selskapets portefølje finner vi Fennefoss kraftverk lokalisert i Evje og Hornnes kommune. Fennefoss kraftverk, som er avbildet nedenfor, er et elvekraftverk i Otra-vassdraget som utnytter et fall på 7,8 meter (Meld.st. 2014, s.6).



Figur 4- Bilde av lukene ved Fennefoss kraftverk)



Figur 3- Bilde av Fennefoss kraftverk ovenfra

Figur 4 viser et bilde av Fennefoss kraftverk, hvor man ser vann strømme over kraftverkets luker. Figur 3 gir et oversiktsbilde av kraftstasjonen, med utløpskanalen til høyre i bildet.

I 2009 søkte ÅEVK (tidligere AEVK) til NVE om konsesjon<sup>5</sup> for å bygge Fennefoss kraftverk. Energidepartementet (tidligere Olje- og energidepartementet) tildelte, basert på innstilling fra NVE, en konsesjon for utbygging av Fennefoss kraftverk i 2015. Konseptvalget for

<sup>5</sup> En konsesjon er en tillatelse gitt av offentlig myndighet. Kun kraftverk med fordeler større enn ulemper får konsesjon til å bygge et kraftverk (NVE, 2021a)

utbyggingen av kraftverket ble endelig vedtatt i konsernstyret i 2018, mens den endelige investeringsbeslutningen ble besluttet i 2020. Byggearbeidene startet høsten 2020 og anlegget ble ferdigstilt sensommeren 2023. Fennefoss kraftverk har en installert effekt på 9.900 kVA og forventes å produsere 58,8 GWh<sup>6</sup> årlig. Dette er tilstrekkelig til å levere strøm til om lag 3000 husholdninger dersom man legger til grunn et gjennomsnittlig forbruk per husstand på 20.000 kWh (Å Energi, 2023).

## 4.0 Skattleggingen av vannkraft

Vannkraft er en sektor som bidrar betydelig til offentlige inntekter gjennom en rekke skatter og avgifter som sikrer stat og kommune en andel av inntektene fra vannkraftproduksjon. Skattene har stor påvirkning på prosjektlønnsomhet. I likhet med andre selskaper som er hjemmehørende i Norge, betaler kraftprodusenter selskapsskatt på 22% (Regjeringen, 2023). Utover skatt på alminnelig inntekt, betaler næringen i tillegg grunnrenteskatt, eiendomsskatt, naturressursskatt og konsesjonsavgift. I tillegg må vannkraftprodusenter selge en viss andel av kraftproduksjonen til vertskommunene til en pris under markedspris (konsesjonskraftpris). I dette kapitlet gjennomgås de skattene som er av betydning for oppgavens problemstilling. Disse inkluderer skatt på alminnelig inntekt og grunnrenteskatt, både før og etter skattereformen i 2021. Beskrivelser av øvrige skatter er vedlagt i vedlegg 1.

Jeg innleder kapitlet med en kort beskrivelse av det teoretiske grunnlaget for skattesystemet. Dette inkluderer beskrivelser av begrepene *vridende* og *nøytrale skatter*, samt konseptet *grunnrente*.

### 4.1 Kort om det teoretiske grunnlaget for skattesystemet

Formålet med det norske skattesystemet er å finansiere offentlig virksomhet og overføringer, samt bidra til å utjevne økonomisk ulikhet blant borgerne og fremme effektiv ressursbruk (NOU 2019:16, s.84). For å oppnå de overordnede målene bør skattesystemet utformes med hensyn til effektiv utnyttelse av samfunnets ressurser.

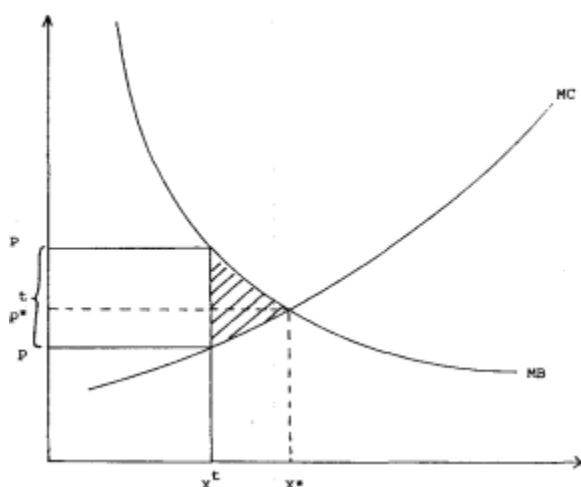
---

<sup>6</sup> En watttime (Wh) er den energien en effekt på en watt (W) utvikler i løpet av en time (h) (Hofstad, 2024), og er en måleenhet for elektrisk energi.

### 4.1.1 Vridende versus nøytrale skatter

For en optimal samfunnsøkonomisk ressursutnyttelse bør konsumenter og produsenter velge arbeidstilbud, forbruk og investeringer ut fra de reelle inntektene som skapes og de reelle kostnadene som påløper for samfunnet, og valgene bør i minst mulig grad være drevet av skattehensyn (NOU 2019: 18, s.85). I henhold til mikroøkonomisk teori, er det en grunnleggende forutsetning at foretak søker å maksimere avkastningen på investert kapital. Når investeringsbeslutninger styres av at det påløper skatt, virker skattene *vridende*. Vridende skatter er skatter som fører til at produsenter og konsumenter velger en tilpasning de ellers ikke ville valgt i en situasjon uten skatt, noe som resulterer i et samfunnsøkonomisk tap som følge av suboptimal ressursutnyttelse.

Figur 3



Figur 5 – Skatt og effektivitetstap (NOU 1989:14)

Denne situasjonen beskrives av Agnar Sandmo i NOU 1989: 14, s.314. I grafen nedenfor er tilbudskurven vist ved produsentenes grensekostnad (MC) ved å produsere varen, mens etterspørselen (MB) representerer kjøpernes marginale betalingsvilje for varen. I et frikonkurransemarked finner vi markedets likevektsløsning der de to kurvene krysser hverandre, representert ved enhetsprisen  $p^*$  og mengde  $x^*$ . Dersom det blir lagt en skatt ( $t$ ) på denne varen, så blir prisen til kjøper  $t$

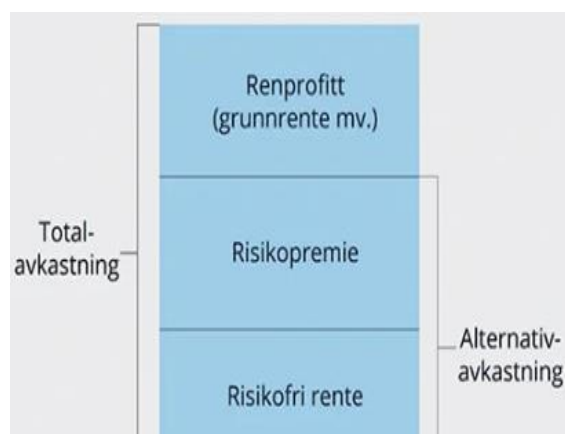
kroner høyere enn marginalkostnaden til produsenten. I den nye likevekten får vi lavere produksjon og forbruk ( $x_t$ ), og pris til forbruker blir  $P$ , og pris til produsenten  $p$ . I denne situasjonen er kjøpers betalingsvilje høyere enn produsentens grensekostnad, og skatten  $t$  har gitt et effektivitetstap lik det skraverte området. Sandmo (NOU 1989:14, s.315) påpeker at størrelsen på effektivitetstapet avhenger av formen på tilbuds- og etterspørselskurvene. Det kan vises at dersom etterspørselen etter en vare er prisuelastisk (bratt etterspørselskurve), så blir prisvridningen like stor som vist i figuren over, men effektivitetstapet gitt ved det skraverte området blir mindre.



I praksis er de fleste skatter vridende, men det er mulig å utforme skatter som ikke påvirker beslutninger. Slike skatter betegnes som *nøytrale*. Ifølge Sandmo (NOU 1989: 14, s.329) vil nøytral beskatning fra et velferdsteoretisk perspektiv ikke medføre substitusjonsvirkninger på beslutningene til verken konsumenter eller bedrifter. Nøytrale skatter vil derfor ikke gi insentiver til skattemotivert atferd. Da vil investeringer som er lønnsomme før skatt, også være lønnsomme etter skatt. Dette vil gi selskapene insentiv til å maksimere verdiskapingen og gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Bruken av nøytrale skatter, fremfor vridende skatter, vil bidra til mer effektiv ressursbruk.

#### 4.1.2 Grunnrente

Adam Smith og David Ricardo, gjennom sine respektive verk *Wealth of Nations* (1776) og *Principles of Political Economy and Taxation* (1817), introduserte tidlig begrepet *grunnrente* innen økonomisk teori. De belyste hvordan tilgang til knappe naturressurser (f.eks fisk, olje og vannressurser) kan skape avkastning høyere enn det som er normalt i et marked med fri konkurranse. Mens de fleste investeringer oppnår avkastning som maksimalt tilsvarer kapitalens beste alternative bruk, kan enkelte selskaper likevel oppnå et overskudd selv etter at alle innsatsfaktorer i produksjon, herunder kapital og arbeidskraft, har fått sin markedsmessige avlønning (NOU 2022: 20, s. 27). Denne renprofitten, refereres til som grunnrente når meravkastningen stammer fra stedbundne kilder<sup>7</sup>. I NOU 1992: 34 definerte Rødseth-utvalget grunnrenten innen vannkraft som “den kapitalavkastningen utover avkastningen i andre næringer som oppstår fordi det er gitt tilgang på utbyggbare vassdrag” (NOU 1992: 34 s.169).



Figur 6 – Dekomponering av totalavkastning (NOU 2022:20)

I figuren til venstre defineres de ulike elementene i totalavkastningen. Disse vil nærmere forklares i kapittel 6. Risikofri rente er den avkastningen som kan oppnås ved en risikofri investering, mens risikopremien reflekterer markedets risiko. Summen av risikofri rente og risikopremien tilsvarer den avkastningen som kan oppnås gjennom en alternativ investering (NOU 2022: 20, s. 372). Renprofitt eller grunnrente, er

<sup>7</sup> Stedbundne ressurser er naturressurser som er bundet til et område og som ikke kan flyttes. Et eksempel er elver og fossefall.

ekstraavkastningen utover alternativavkastningen. Det er det politisk enighet om at grunnrente fra vannkraftproduksjonen skal tilfalle fellesskapet. Dette har sine røtter fra tidlig økonomisk litteratur, som argumenterer for at grunnrente betales til grunneier som vederlag for utnyttelsen av jordens opprinnelige og evigvarende naturkrefter (Ricardo, s.56, 1821). Metoden for å innhente grunnrenten har imidlertid vært gjenstand for mye diskusjon.

## 4.2 Nettoskatter

Skatter og avgifter klassifiseres som enten *overskuddsskatt* eller *bruttoskatt*.

Overskuddsbaserte skatter, også ofte omtalt som nettoskatter, refererer til skatter som avhenger av lønnsomheten til en virksomhet. Dette innebærer at skattegrunnlaget fastsettes ut fra et netto overskudd, det vil si overskuddet etter at alle fradragberettigede kostnader er trukket fra. Nedenfor følger en gjennomgang av nettoskattene i vannkraftsektoren: skatt på alminnelig inntekt og grunnrenteskatt.

### 4.2.1 Skatt på alminnelig inntekt

Alminnelig inntekt i kraftselskaper fastsettes og skattlegges etter de ordinære reglene i skatteloven. Per i dag er skattesatsen for alminnelig inntekt fastsatt til 22 prosent. Satsen var 23 prosent i 2018.

### 4.2.2 Grunnrenteskatt

Grunnrenteskatten ble innført som en del av kraftskattereformen i 1997, basert på tilråding fra Rødseth-utvalget (NOU 1992: 34). Utvalget ble nedsatt av Finansdepartementet for å vurdere endringer i skattesystemet for vannkraft. Formålet var å etablere et system som henter ut et større skatteproveny fra kraftsektoren, og som effektivt fanger opp grunnrenten i kraftproduksjonen (NOU 1992: 34). Det er det enkelte kraftverket som er beregningsenhet for grunnrenteskatt, og det er kun eiere av vannkraftverk med en installert effekt på 10.000 kVA eller mer, som er pålagt å betale grunnrenteskatt. Dette skillet omtales som *nedre grense for grunnrenteskatt* og beskrives nærmere i 4.2.3.3.

En nøytral grunnrenteskatt på stedbunden vannkraftproduksjon kan utformes på flere måter, men hovedmodellene er enten periodisert overskuddsskatt eller kontantstrømskatt. Gitt en korrekt utformet skatt og konstant skattesats over tid, vil nåverdien ved begge metodene bli lik

samtidig som skatteinntektene i de enkelte inntektsårene vil variere over tid i de ulike inntektsårene (NOU 2022: 20, s. 27).

#### 4.2.2.1 Periodisert grunnrenteskatt

Inntil regnskapsåret 2021 var grunnrenteskatten utformet som en periodisert overskuddsskatt på grunnrente. Dette innebærer blant annet at investeringskostnaden avskrives over levetiden til driftsmiddelet og ikke umiddelbart som den ville blitt i en kontantstrømskatt (NOU 2019: 16, s.15). Beregningen av grunnrenteinntekten ved en periodisert grunnrenteskatt er vist i figur 7, og lovgrunnlaget finner vi i skattelovens §18-3.

<b>Boks 4.1 Grunnlaget for grunnrenteskatt</b>	
Salgsverdi av kraftproduksjon (som hovedregel spotmarkedspris)	
- Driftsutgifter	
- Konesjonsavgift og eiendomsskatt	
- Avskrivninger	
- Friinntekt	
= Grunnlag for grunnrenteskatt	

Figur 7 – Grunnlag for grunnrenteskatt (NOU 2019:16)

Utgangspunktet for beregningen er verdien av kraftproduksjonen time for time, dvs. spotmarkedspris i timen multiplisert med faktisk produksjon ved kraftverket i samme timen (NOU 2019: 16, s.52). Det er gjort unntak for konesjonskraft, langsiktige kontrakter og kraft som næringen produserer til eget forbruk, som verdsettes til faktisk pris.

Det gis fradrag for kostnader som har en sammenheng med kraftproduksjonen, som lønn og personalkostnader, vedlikehold, forsikring, administrasjon, erstatninger til grunneiere, pumping, tap ved realisasjon av driftsmidler og andre produksjonskostnader (NOU 2019: 16, s.53). Videre gis det fradrag for konesjonsavgift, eiendomsskatt og de skattemessige avskrivningene for driftsmidlene som er tilknyttet kraftproduksjon.

For å kompensere for at avskrivninger over tid gir lavere nåverdi enn umiddelbar kostnadsføring av investeringer, gis det et tilleggsfradrag, kalt friinntekt. Dette blir ofte omtalt som “å skjerm normalavkastning mot grunnrenteskatt” (NOU 2019: 16, s.55), og har til hensikt å hindre beskatning av normalavkastning innen kraftproduksjon. Forutsatt at friinntekten er fastsatt korrekt, skal nåverdien av avskrivninger og friinntekt utgjøre verdien av det umiddelbare investeringsfradraget i en kontantstrømskatt, og skal således sikre nøytralitet i grunnrentebeskatningen. Det har imidlertid i lang tid pågått en diskusjon mellom

bransjeaktørene og Finansdepartementet om denne friinntekten, om hvordan den skal defineres, beregnes og anvendes, og videre hvorvidt den påvirker investeringsinsentivene i vannkraftsektoren.

### **Nærmere om fastsettelsen av friinntekten**

Friinntekten er viktig for kraftselskapene og jeg vil derfor redegjøre nokså inngående for denne uenigheten. Størrelsen på friinntekten fastsettes på grunnlag av en normalavkastning på den skattemessige bokførte realkapitalen. Ved kraftskattereformen i 1997 ble friinntektsrenten fastsatt til en risikofri rente med et tillegg på 4 prosentpoeng (NOU 2019: 16 s.94). Dette skyldtes at kraftselskapene på dette tidspunktet ikke hadde sikkerhet for full verdi av skattefradragene. I 2007 fikk selskapene imidlertid mulighet til å samordne negativ grunnrente i et kraftverk, mot positiv grunnrente i et annet kraftverk. Denne endringen skulle sikre at selskapene fikk sikkerhet for full verdi av skattefradragene. Finansdepartementet betraktet derfor fradragene som sikre, og risikotillegget i friinntekten ble derfor fjernet (NOU 2019: 16, s. 95). Friinntektsrenten ble derfor fastsatt til en normert risikofri rente som utgjør årsgjennomsnittet av renten på statskasseveksler med 12 måneders løpetid (NOU 2019: 16, s.56).

Kraftselskapene på sin side hevder imidlertid at fradrag for fremtidige avskrivninger er en risikoutsatt kontantstrøm, og hevder at en risikofri rente gir en for lav friinntekt. Dette er en diskusjon som har pågått i mange år og selskapene mener at den lave renten har hindret investeringer i ny vannkraft og gjennomføringen av marginalt lønnsomme investeringer (NOU 2019: 16 s, 10). Sanderud-utvalget (NOU 2019: 16) hevder at vurderinger av grunnrenteskattens betydning for kraftselskapenes investeringsinsentiver avhenger av hvordan lønnsomhetsanalyser gjennomføres, og anbefaler å behandle ulike deler av kontantstrømmene ulikt, ut ifra grad av risiko. Utvalget viser til at kraftselskapenes praksis tyder på at kraftselskapene ikke dekomponerer kontantstrømmene, men neddiskonterer dem med et felles risikojustert avkastningskrav. Skatteutvalget kritiserer kraftselskapene for deres manglende evne til å verdsette investeringer: *“Skattesystemet bør ikke kompensere for at enkelte selskaper eventuelt ikke verdsetter fremtidige kontantstrømmer på en fullstendig og korrekt måte”* (NOU 2019: 16, s. 108).

Skattefradrag og friinntekt har også vært et tema i petroleumsnæringen. Petter Osmundsen og Thore Johnsen (2013) kritiserte i en artikkel regjeringens forslag i (Prop.150 LS 2012-2013) om kutt i friinntektsrenten. Utgangspunktet var det samme som diskutert ovenfor, at Finansdepartementet mener at skattefradragene gjennom avskrivninger og friinntekt er sikre kontantstrømmer, og at de derfor skal diskonteres med risikofri rente. Forfatterne slår fast at det er betydelige praktiske utfordringer med å dekomponere kontantstrømmer å bruke ulike avkastningskrav på ulike deler av kontantstrømmene. Avkastningskravet tar utgangspunkt i selskapenes markedsverdi uttrykt gjennom børskursen. Slike markedsverdier finnes ikke for delkontantstrømmer. De mener derfor at Finansdepartementet tar feil i deres argumentasjon. Dersom man trekker ut en risikofri kontantstrøm, så øker risikoen i gjenværende kontantstrøm, og den gjenværende kontantstrømmen skal da ha et høyere avkastningskrav. Osmundsen og Johnsen (2013) skriver videre at skattefradragene ikke er sikre kontantstrømmer på grunn av politisk risiko. Artikkelen avsluttes på følgende måte:

*“Det mest rendyrkede nøytrale skattesystemet er direkte utgiftsføring... Friinntekten kan da fjernes helt og vi har et skattesystem som sikrer nøytralitet uavhengig av selskapenes bruk av diskonteringsrente... ”Vi vil da gå fra en beregnet til en faktisk nøytralitet, og ettersom det er færre parametere å diskutere vil systemet være mer stabilt og forutsigbart.” (Osmundsen og Johnsen, 2013 s. 20).*

Osmundsen og Johnsen viser til prinsipal-agent-teori<sup>8</sup> for å belyse dette. Essensen er at et treffsikkert skattesystem må utformes og ta hensyn til selskapenes atferd og tilpasninger. Dersom det er slik at kraftselskaper (agenten) ikke dekomponerer kontantstrømmer og kun bruker et avkastningskrav ved diskontering av hele kontantstrømmen, så må myndighetene (prinsipalen) ta hensyn til dette dersom målet er å oppnå nøytralitet og ønsket effekt. Det hevdes at kun ved å ta hensyn til selskapenes faktiske atferd, vil man få insentiver til å maksimere verdiskapningen og samtidig unngå samfunnsøkonomiske tap.

#### 4.2.2.2 Kontantstrømskatt på grunnrenteinntekt

I statsbudsjettet for 2021 vedtok Stortinget å innføre en kontantstrømskatt for investeringer i nye vannkraftverk og for reinvesteringer, opprustning og utvidelse av eksisterende kraftverk.

---

<sup>8</sup> Prinsipal-agent-teorien er en teori som forklarer konfliktene som kan oppstå når en prinsipal delegerer oppgaver til en agent, når de har ulike interesser.

I en kontantstrømskatt følger skattegrunnlaget virksomhetens inn- og utbetalinger, hvilket innebærer at investeringer fradragsføres umiddelbart (NOU 2019:16, s. 91). Dette står i kontrast til en periodisert grunnrenteskatt hvor investeringen aktiveres og avskrives over levetiden til driftsmiddelet. I vannkraftsektoren hvor investeringer medfører store kapitalutlegg i startfasen av et prosjekt, medfører en kontantstrømskatt at kraftprodusentene forbedrer kontantstrømmen i prosjektets startfase sammenliknet med en periodisert grunnrenteskatt. Dette vil virke positivt på investeringens nåverdi slik som kraftselskapene beregner prosjektlønnsomhet.

Figuren nedenfor viser en forenklet illustrasjon av virkningen kontantstrømskatten isolert har på lønnsomheten til tre ulike prosjekter: En lønnsom investering, en ulønnsom investering og en marginal lønnsom investering. Avkastningskravet er fastsatt til 10 prosent og kontantstrømskatten er for enkelthetskyld satt til 50 prosent. I en kontantstrømmodell fungerer staten som en passiv partner i virksomheten (NOU 2019: 16, s.91). Dette ser vi når vi sammenligner investeringens netto nåverdi uten skatt (øverste tabell) og netto nåverdi med kontantstrømskatt (nederste tabell). Vi ser at staten dekker halvparten av investeringens nåverdi ved en ulønnsom investering og at staten mottar halvparten av nåverdien ved en lønnsom investering.

Investeringsprosjekt uten skatt	Lønnsom investering			Ulønnsom investering			Marginal investering		
	0	1	2	0	1	2	0	1	2
1. Investering	-1 000			-1 000			-1 000		
2. Overskudd		605	665,5		495	544,5		550	605
3. Dagens verdi av overskudd år 1	550			450			500		
4. Dagens verdi av overskudd år 2	550			450			500		
<b>5. Netto nåverdi (renprofitt) (1.+3.+4)</b>	<b>100</b>			<b>-100</b>			<b>0</b>		
<b>6. Internrente</b>	<b>17,3 %</b>			<b>2,6 %</b>			<b>10,0 %</b>		

Investeringsprosjekt med kontantstrømskatt på 50 pst.	Lønnsom investering			Ulønnsom investering			Marginal investering		
	0	1	2	0	1	2	0	1	2
1. Investering	-1 000			-1 000			-1 000		
2. Overskudd		605	665,5		495	544,5		550	605
3. Skatt (utbetalinger (+) og innbetalinger (-))	500	-302,5	-332,8	500	-247,5	-272,3	500	-275,0	-302,5
4. Netto investering	-500			-500			-500		
5. Overskudd etter skatt		302,5	332,8		247,5	272,3		275,0	302,5
6. Dagens verdi av overskudd år 1	275			225			250		
7. Dagens verdi av overskudd år 2	275			225			250		
<b>8. Netto nåverdi (renprofitt) (4.+6.+7)</b>	<b>50</b>			<b>-50</b>			<b>0</b>		
<b>9. Internrente</b>	<b>17,3 %</b>			<b>2,6 %</b>			<b>10,0 %</b>		

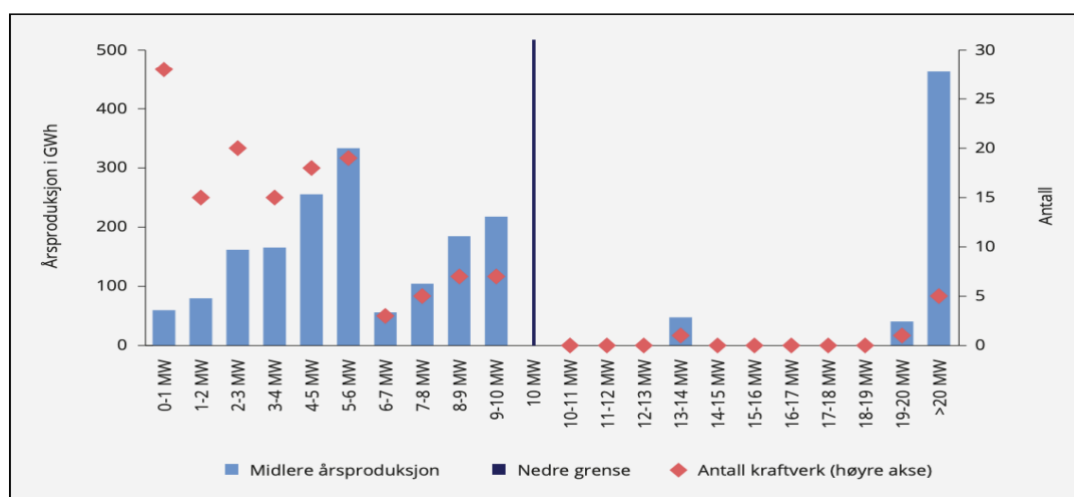
Figur 8 – Kontantstrømskatt (NOU 2019:16)

Disse eksemplene viser at avkastning på investert kapital ikke blir påvirket av kontantstrømskatt, og at en investering som er lønnsom før kontantstrømskatt, også er lønnsom etter skatt (NOU 2022: 20, s.91). Dette gjør at skatten er nøytral og ikke påvirker investors investeringsbeslutning.

#### 4.2.2.3 Nedre grense for grunnrenteskatt

Det skal ikke fastsettes grunnrenteskatt for et kraftverk med generator som i inntektsåret har en samlet installert effekt under 10.000 kVA (NOU 2019: 16, s. 57). Denne grensen ble etablert i 1997 etter at Rødseth-utvalget (NOU 1992: 34) uttalte at det burde fastsettes en nedre grense for beregning av grunnrenteskatt for å redusere skattesystemets kompleksitet, og for å skjerme de minste vannkraftverkene mot de administrative kostnadene ved utarbeidelse av skattemeldingen. Innslagspunktet for grunnrenteskatt har endret seg flere ganger siden grunnrenteskatten ble innført i 1997. Den har variert mellom 1.500 kVA, 5.500 kVA og 10.000 kVA. Fra og med inntektsåret 2015 ble grensen økt fra 5.500 kVA til 10.000 kVA og dette er innslagspunktet for grunnrenteskatt også i dag.

Som i enhver annen sektor, ønsker kraftselskaper å maksimere nåverdien for sine eiere etter skatt. Ifølge Sanderud-utvalget (NOU 2919: 16, s.117) skaper en nedre grense for grunnrenteskatt skattemessige insentiver til å nedskalere kraftverkets installerte effekt, for å beholde en større del av nåverdien etter skatt. At denne grensen tilsynelatende har stor betydning for kraftutbygging, fremkommer av figuren nedenfor. Venstre y-akse viser årsproduksjon og høyre y-akse viser antall prosjekter som ble satt i drift mellom 2015 og 2019. På x-aksen har vi kraftverkets installerte effekt målt i MW.



Figur 9 – Tilpasning rundt nedre grense for grunnrenteskatt (NOU 2019:16)

Vi ser av grafen at det er bygget få kraftverk med installert effekt i intervallet mellom 10.000-20.000 kVA. På den annen side ser vi at det er et stort antall kraftverk like under grensen på 10.000 kVA. Sanderud-utvalget mener at dette illustrerer at investorene tilpasser seg innslagspunktet. I et samfunnsøkonomisk perspektiv, fører dette til suboptimale investeringsbeslutninger i kraftsektoren, som fører til tap av fornybar kraft, reduserte verdier for samfunnet og reduserte skatteinntekter (NOU 2019: 16, s.121).

Den nedre grensen for beregning av grunnrenteskatt ble som tidligere nevnt innført for å skjerme småskala kraftverk mot de administrative kostnadene grunnrenteskatten medfører. Opprinnelig var denne grensen satt til 1. 500 kVA, og erfaringstall viser at investeringskostnadene for kraftverk på og under denne grensen typisk beløp seg til 25 mill. kr. I dag derimot, med en grense på 10.000 kVA, kan investeringskostnadene for et kraftverk under terskelverdien være opp til 160 mill. kr (i 2018-priser) (NOU 2019: 16, s.120). Dette betyr at det ikke lenger bare er “småkraftverk” som fritas fra grunnrenteskatt, men også store og forutsetningsvis lønnsomme kraftverk.

Sanderud-utvalget (NOU 2019: 16, s.126) argumenterer for at den nedre grensen for grunnrenteskatt er et avvik fra en nøytral grunnrenteskatt, og hevder at det ikke er noen faglige grunner til at en nøytral grunnrenteskatt skal skille mellom store og små kraftverk. Flere småkraftverk har høy lønnsomhet og oppnår en vesentlig grunnrente (NOU 2019: 16, S.16). Videre hevder utvalget at fjerning av nedre grense vil gi selskapene riktige investeringsinsentiver og legge til rette for lønnsom fornybar energiproduksjon (NOU 2019: 16, s.128). I utredningen anbefalte Sanderud-utvalget å senke nedre grense for grunnrenteskatt fra 10.000 kVA til 1.500 kVA, da en lavere grense ville vært administrativt krevende. Dette ville medført et økt skatteproveny som følge av at flere hundre kraftverk ville omfattes av grunnrenteskatt. Finansdepartementet valgte imidlertid ikke å følge opp dette forslaget.

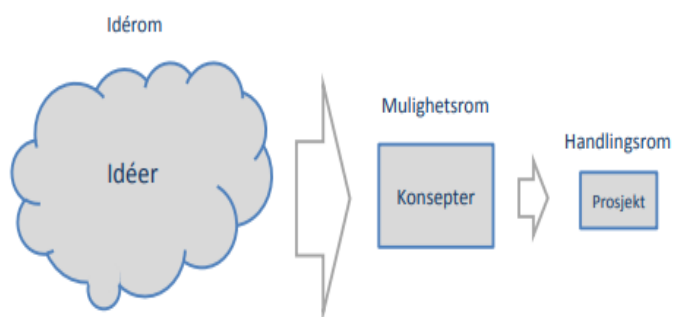
## 5.0 Prosjektanalyse - den kreative fasen

Investeringer er en prosess der foretak identifiserer, evaluerer og gjennomfører investeringer for å maksimere verdien for eierne. I den kreative fasen av en prosjektlønnsomhetsanalyse blir de reelle investeringsalternativene kartlagt. Som Bjørnenak (2019, s.165) påpeker, er ofte det mest kritiske og utfordrende aspektet ved en prosjektlønnsomhetsanalyse å identifisere beslutningsalternativene. I denne fasen er det avgjørende å vurdere de reelle alternativene og



bestemme deres gjennomførbarhet. Som litteratur på området har jeg valgt å ta utgangspunkt i følgende temaheftet fra forskningsprogrammet Concept ved NTNU: «Mulighetsrommet. Utgangspunktet for et godt konseptvalg» av Knut Samset.

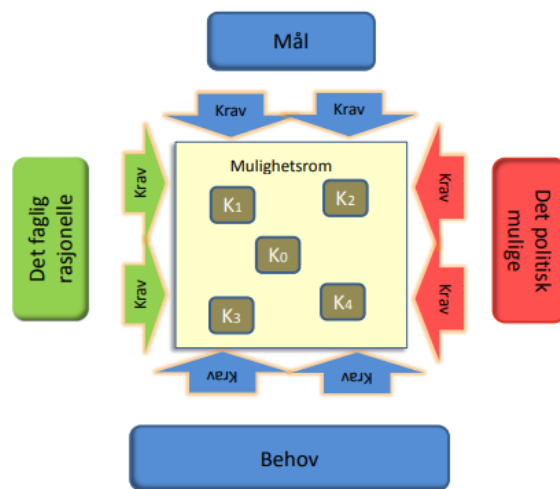
Begrepene konsept og konseptvalg defineres i rapporten som en tankekonstruksjon for å løse et problem eller tilfredsstille et behov. Konseptene skal være prinsipielle, de skal være reelle alternativer og de må ha noen felles egenskaper som gjør at de kan løse problemet eller dekke behovet. For å kunne velge det rette alternativet, må det defineres noen krav og kriterier som de ulike løsningene må tilfredsstille. Samset (2016, s.6) nevner følgende generelle krav (eksempel på konkret bruk i parentes): funksjonelle (hvordan et kraftverk skal fungere), fysiske (hvordan et kraftverk skal dimensjoneres og bygges), operasjonelle (hvordan et kraftverk skal opereres og driftes) og økonomiske (hvor mye skal det koste å bygge og drifte kraftverket). I tillegg til kravene nevnt ovenfor, kan det være andre, mer overordnede krav som et prosjekt må oppfylle. Eksempler er miljøkrav, offentlige og selskapsinterne rammebetingelser.



Figur 10- Sammenheng mellom ideer, konsepter og prosjekt (Samset, 2016)

I skissen til venstre illustreres sammenhengen mellom ideer, konsepter og prosjekt. Idéene utvikles til konsepter, som deretter bearbeides og vurderes, før disse til slutt ender opp i et konseptvalg som skal gjennomføres som et prosjekt. Videre beskriver Samset (2016, s. 8) systemanalyse som et

verktøy for å utvikle konseptene. I en systemanalyse deles systemet inn i komponenter, komponentenes egenskaper og sammenhengen mellom de beskrives. Samset opererer med en prosess bestående av følgende trinn: 1 Systemdefinisjon, 2 Behovsdefinisjon, 3 Kravspesifikasjon, 4 Alternative delsystemer, 5 Ytelsesvurderinger, 6 Konseptvalg, 7 Kontroll av valg, 8 Sårbarhetstesting og 9 Beskriv systemet.



Figur 11 - Mulighetsrommet (Samset, 2016)

Det å etablere et mulighetsrom med valgbare alternativer, innebærer å ta hensyn til og vurdere ulike krav og forventninger til prosjektet og det behovet som skal dekkes. Kravene kan være knyttet til både målsettinger og faglige spørsmål. I figuren ved siden av er det også vist at politikk kan være med å påvirke løsninger. I kraftbransjen vil eks. konsesjonsvilkår og andre rammebetingelser kunne ha påvirkning på konseptvalget.

I perioden 2010-2011 gjennomførte Concept-programmet en omfattende studie av i alt 23 prosjekter, og det viste seg at det bare i en tredjedel av disse ble det vurdert reelle alternativer til det som ble valgt. Samset (2016, s.4) peker på at en feil som ofte blir gjort i forbindelse med et konseptvalg, er at man går direkte på teknisk løsning istedenfor å vurdere behovet som skal løses. Han sier videre at dersom kravene til løsning blir definert for snevert, så er det risiko for at det beste alternativet ikke blir identifisert som en mulighet. Konsekvensene av svake eller manglende konseptvalg kan være at konseptet ikke løser problemet eller dekker behovet og at eierne ikke får tatt ut det potensielle resultatet fra prosjektet (Samset, 2016, s.10)

## 6.0 Den tekniske fasen - investeringsteori

I denne delen av oppgaven vil jeg gå gjennom *den tekniske fasen*, som er den andre fasen i Bjørnenaks modell for analyse av prosjektlønnsomhet. I denne fasen gjennomføres tekniske beregninger av alternativene identifisert i den kreative fasen, for å etablere et kvantitativt grunnlag for beslutningstaking. I den innledende delen av kapitlet presenterer jeg ulike metoder for å analysere prosjektlønnsomhet. Deretter beskriver jeg en metode for å håndtere usikkerhet i kontantstrømmene, før jeg til slutt kort gjør rede for kostnadsestimering under usikkerhet.

## 6.1 Tradisjonelle metoder for investeringsanalyse

Innen økonomi defineres en investering som en handling hvor man pådrar seg umiddelbare kostnader i dag, i vente på fremtidig gevinst (Bøhren & Gjærum, 2016, s.20). Utgangspunktet er et ønske om forbedring, enten ved å fjerne et eksisterende problem eller ved å utnytte en ny mulighet (Bøhren & Gjærum, 2016, s.24). Selskaper som sikter mot å maksimere verdiene for sine eiere, etterstreber å investere i prosjekter som fremstår som lønnsomme etter skatt. Det finnes flere metoder som kan anvendes for å vurdere lønnsomheten til en investering. I dette delkapittelet beskriver jeg de ulike tilnærmingene som tradisjonelt har vært dominerende for prosjektlønnsomhetsanalyse: *Netto nåverdi (NPV)*, *Netto nåverdiindeks*, *internrentemetoden (IRR)* og *tilbakebetalingsmetoden*.

I prosjektanalyser er vi normalt opptatt av prosjektets fremtidige kontantstrømmer, dvs. fremtidige inn- og utbetalinger (likviditetseffekter). Kostnads- og nyttevirksomheter sammenstilles i en kontantstrømmodell. Det finnes ulike varianter av kontantstrømmer. De kan være budsjettert med eller uten hensyn til prisstigning (nominell versus reell), finansiering (total kapital versus egen kapital) og skatt (før versus etter). Uavhengig av kontantstrømvariant understreker Bjørnenak (2019, s.160) betydningen av å sikre konsistens i de størrelsene som inngår i analysen. Dette betyr f.eks at dersom kontantstrømmen er oppgitt i nominelle termer, så må øvrige elementer i analysen også være nominelle.

### 6.1.1 Netto nåverdimetoden

Netto nåverdi (nåverdi) har over de siste tiårene etablert seg som den fremste metoden for å vurdere lønnsomheten av investeringsprosjekter. Metoden estimerer prosjektets nåverdi ved å neddiskontere de forventede fremtidige kontantstrømmene til deres nåværende verdi, ved hjelp av et avkastningskrav. Nåverdi er et grunnleggende konsept innen økonomisk teori. Begrepet gir et absolutt mål på lønnsomhet, som kan tolkes og anvendes på ulike måter avhengig av konteksten den brukes i. I forbindelse med en investeringsanalyse tolkes nåverdien som den økonomiske verdiskapningen (formuesendringen) som tilføres virksomheten ved å velge et prosjekt fremfor et annet som har en nåverdi på null (Bøhren & Gjærum, 2016, s.211). En annen tolkning av nåverdien er hva et selskap kunne solgt virksomheten for som en separat enhet i kapitalmarkedet (Ekren & Bøhren, 1985, s.5). Nåverdien estimeres ved følgende sammenheng:

$$NNV = X_0 + \sum_{t=1}^t \frac{X_t}{(1+k)^t}$$

*Formel 1 - NNV*

Hvorav *NNV*: Netto nåverdi av investeringen,  $X_t$ : kontantstrøm i perioden  $t$ ,  $k$ : avkastningskravet til prosjektet,  $t$ : prosjektets levetid (tidshorisont).

Nåverdimetoden sier at alle *uavhengige prosjekter* skal aksepteres dersom nåverdien er positiv. Dette signaliserer at investeringen forventes å skape verdier som overstiger investorenes krav til avkastning. På den annen side sier metoden at en investering med negativ nåverdi normalt bør forkastes, da dette indikerer at prosjektene ikke møter eiernes krav til avkastning. Ved *gjensidige utelukkende prosjekter*, hvor kun ett av investeringsalternativene kan aksepteres, bør prosjektet med den høyeste nåverdien i henhold til modellen velges. Bøhren et al. (2017, s.20) hever at eiernes formue maksimeres dersom bedriften bruker nåverdi som kriterium mellom ulike prosjekter. Utgangspunktet er at dersom selskapene maksimerer nåverdien, så vil verdien for investorene også maksimeres.

### 6.1.2 Nåverdiindeks

Selskaper står ofte overfor et valg hvor de må velge mellom gjensidige utelukkende prosjekter. I det forrige avsnittet avklarte jeg at valget i slike tilfeller burde falle på det prosjektet som har den høyeste nåverdien. Hvis selskapet står overfor begrenset tilgang på kapital, oppstår det imidlertid et problem. Avkastningskravet indikerer en knapphet på tilgjengelig kapital (Bøhren & Gjørum, 2016, s.207), og alle investeringer med positiv netto nåverdi ikke gjennomføres. Prioriteringen vil derfor være å maksimere verdiskapingen per krone investert, ved å rangere investeringer etter nåverdiindeksen:

$$\text{Nåverdiindeks} = \frac{\text{Nåverdi}}{\text{Investering}}$$

*Formel 2 - Nåverdiindeks*

Under kapitalrasjonering kan nåverdiindeksen brukes for å sammenligne investeringer som krever forskjellige investeringsutgifter (Boye, 1991, s.1054). En høy nåverdiindeks antyder at en investering har høy avkastning per krone investert kapital, mens en lav nåverdiindeks indikerer en lavere avkastning per investerte krone.

### 6.1.3 Internrente

Internrenten er et vurderingskriterium som i likhet med nåverdimetoden, baserer seg på den diskonterte kontantstrømmen. I motsetning til nåverdiuttrykket, er internrenten et relativt lønnsomhetsmål. Metoden uttrykker lønnsomhet i prosent og bør derfor brukes med forsiktighet. En virksomhet er normalt mer interessert i 10 prosent av 1.000.000 enn 100 prosent av 10.000.

Internrenten er en metode som identifiserer den rentesatsen som gjør nåverdien av de fremtidige kontantstrømmene lik null. Renten indikerer avkastningen på kapitalen som til enhver tid er bundet i selskapet. Normalt bør investeringer med en internrente som er større enn kapitalkostnaden, aksepteres (Brealey et al., 2017, s.111). Dette står parallelt med utsagnet om at alle prosjekter med positiv netto nåverdi bør aksepteres. Dette skyldes at internrenten må overstige investorenes krav til avkastning. Internrenten utledes fra netto nåverdiformelen, som beregnes ved følgende formel hvor IRR er ukjent.

$$0 = X_0 + \sum_{t=1}^t \frac{X_t}{(1 + IRR)^t}$$

*Formel 3 - Internrente*

Hvorav  $X_t$ : kontantstrøm i periode t, IRR: internrente, t: tidshorisont

Internrentemetoden brukes mye, men metoden er ikke alltid like enkel å tolke. Bøhren og Gjærum (2016, s.191) fremhever tre svakheter ved internrentemetoden: For det første kan en kontantstrøm ha flere internrenter dersom den skifter fortegn flere ganger. Dette gjør det utfordrende å bestemme hvilken rente som skal sammenliknes med kapitalkostnaden. For det andre kan det tenkes at kontantstrømmen ikke har en internrente i det hele tatt. Dette kan eksempelvis skje ved store reinvesteringer eller ved store opprydningskostnader mot slutten av et prosjekt, f.eks utbygging av et oljefelt. Den tredje utfordringen oppstår når kapitalkostnaden varierer over tid. Det er derfor viktig å ta hensyn til dette ved tolkningen av internrenten.

For gjensidige utelukkende prosjekter kan bruk av nåverdimetoden og internrentemetoden gi motstridende resultater, som kan skyldes forskjeller i prosjektstørrelse og tidsfordelingen av kontantstrømmene.

### 6.1.4 Tilbakebetalingstid

Tilbakebetalingstiden er antall perioder det tar før den kumulative kontantstrømmen er lik investeringsutbetalingen (Bøhren & Gjørnum, 2016, s.200). Denne metoden demonstrerer derfor hvor lang tid det tar før virksomheten kan forvente å få tilbake det den har investert. For å bruke metoden må virksomheten bestemme en øvre terskelverdi for tilbakebetaling.

Fremfor alt er tilbakebetalingsmetoden enkel å forstå og bruke. Brealey et al. (2017, s.110) påpeker imidlertid flere åpenbare svakheter ved bruk av metoden. For det første sier ikke tilbakebetalingstiden noe om kontantstrømmene som kommer etter investeringen er tilbakebetalt, noe som kan føre til at langsiktige, lønnsomme investeringer forkastes. Metoden favoriserer derfor kortsiktige investeringer fremfor langsiktige. For det andre tar metoden ikke hensyn til fordelingen av kontantstrømmene innenfor tilbakebetalingsperioden, og overser dermed tidsverdien av penger. Dette innebærer at metoden ikke tar hensyn til om pengene kommer tidlig eller sent i tiden frem tilbakebetalingstidspunktet. Ifølge Bøhren og Gjørnum (2016, s.202) er dette det samme som å anta at kapitalkostnaden i tilbakebetalingsperioden er lik null og uendelig stor utenfor.

Det siste problemet kan imidlertid løses ved å beregne en diskontert tilbakebetalingstid basert på prosjektets diskonterte kontantstrømmer. Dette vil løse problemet med at den tradisjonelle metoden ikke tar hensyn til pengenes tidsverdi. Den diskonterte tilbakebetalingstiden tar likevel ikke hensyn til de øvrige utfordringene som ble nevnt ovenfor, og overser dermed verdiene som genereres i etterkant av tilbakebetalingsperioden, noe som kan føre til at investeringens totale lønnsomhet blir undervurdert.

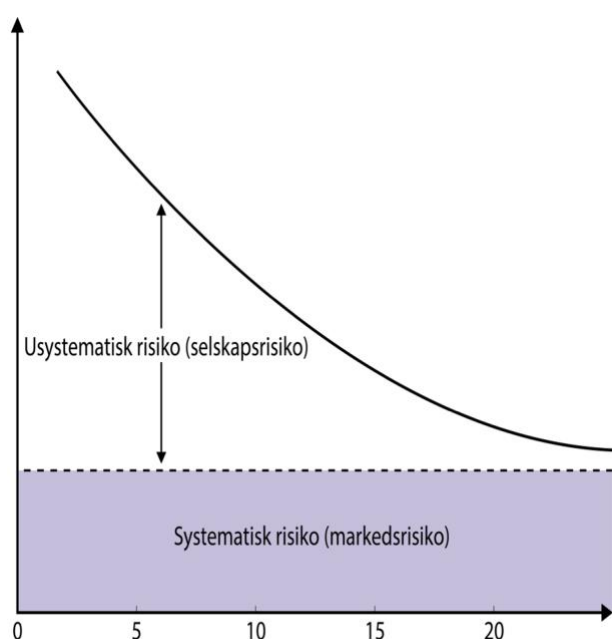
## 6.2 Risiko og avkastningskrav

Innen finans defineres risiko (usikkerhet) som muligheten for at den faktiske avkastningen fra en investering avviker fra den forventede på beslutningstidspunktet (Damodaran, 2012, s.58). Vanligvis er kontantstrømmen til en investering ikke kjent på forhånd og beslutningstakere har normalt bare mer eller mindre gode estimater på prosjektets fremtidige kontantstrømmer. Denne usikkerheten introduserer en betydelig utfordring for beslutningstakerne når de skal vurdere om en investering skal aksepteres eller forkastes, *før* den fremtidige inntjeningen er

kjent. Før jeg beskriver ulike metoder for å håndtere risiko i prosjektanalyser, vil jeg først definere risikobegrepene total risiko, systematisk risiko og usystematisk risiko.

### 6.2.1 Risiko ved et prosjekt

Totalrisiko kategoriseres vanligvis i to grupper: usystematisk og systematisk risiko (Damodaran, 2012, s.62). Den totale risikoen kvantifiseres ved standardavviket til prosjektets kontantstrøm. Et høyt standardavvik reflekterer stor spredning i kontantstrømmene og kan tolkes som en markør for økonomisk usikkerhet. Motsatt indikerer et lavere standardavvik en forventning om at fremtidige kontantstrømmer vil avvike mindre fra gjennomsnittet.



Figur 12 - Systematisk og usystematisk risiko  
(Finanssans, 2023)

Den usystematiske risikoen er den delen av total risiko som er spesifikk for det enkelte prosjekt, og som oppstår som følge av hendelser på mikronivå (Bøhren & Gjærum, 2016, s.71). Dette kan for eksempel være relatert til ledelsens kompetanse. Den usystematiske risikoen kan reduseres eller fjernes gjennom diversifisering, det vil si ved å spre risiko over ulike virksomheter for å redusere risikoen i en investeringsportefølje. Dette kan observeres i figuren. Vi ser at den usystematiske risikoen gradvis reduseres i takt med antall aksjer i porteføljen.

På den annen side utgjør den systematiske risikoen den andelen av den totale risikoen som en investor ikke kan kvitte seg med. I figuren ovenfor ser vi at den systematiske risikoen forblir konstant, uavhengig av porteføljens aksjebeholdning (Bøhren & Gjærum, 2016, s.73). Dette skyldes at den systematiske risikoen er forårsaket av makrobegivenheter som påvirker alle bedrifter likt. En veldiversifisert portefølje vil som et eksempel primært være eksponert for systematisk risiko. Kilder til denne typen risiko kan eksempelvis være hendelser knyttet til konjunkturbevegelser, valutakursendringer, endrede inflasjonsforventninger og endringer i skattesystemet

Vurderingen av hvilken risiko som skal tas høyde for i et investeringsprosjekt, varierer avhengig av perspektivet hvorfra risikoen vurderes. Risikoen kan betraktes fra perspektivet til selskapets aksjonærer, eller alternativt fra ledelsens synspunkt. Siden en vanlig målsetting for et selskap er å maksimere verdiene for sine eiere, er det vanlig å evaluere prosjektrisiko fra investorenes ståsted og med utgangspunkt i hele deres portefølje (Bøhren et al. 2017, s.80). En sentral utfordring er dermed å identifisere risikoen aksjonærene står ovenfor. Dette kan variere avhengig om investeringen vurderes isolert (udiversifiserte investorer) eller i en porteføljesammenheng (veldiversifiserte investorer) (Bøhren et al., 2017, s.43).

#### 6.2.1.1 Relevant risiko for ikke-diversifiserte investorer

Et prosjekt som vurderes isolert, dvs. utenfor en investeringsportefølje, vil være eksponert for både systematisk og usystematisk risiko. Dette er typisk for udiversifiserte investorer som konsentrerer investeringene sine i et begrenset antall selskap eller innenfor samme sektor. For slike investorer er det derfor prosjektets totale risiko som er relevant for risikovurderingen. Dette er fordi eierne er utsatt for svingninger som er spesifikke for det enkelte selskap eller sektor. For udiversifiserte investorer vil dermed relevant risiko for et nytt prosjekt, være gitt ved prosjektets bidrag til risikoen i den kontantstrømmen dette ene selskapet gir (Bøhren et al., 2016, s.79).

#### 6.2.1.2 Relevant risiko for veldiversifiserte investorer

Når et prosjekt derimot vurderes som en del av en investeringsportefølje, er det vanligvis den systematiske risikoen som er relevant for risikovurdering. Grunnen til dette er at usystematisk risiko forsvinner eller reduseres når prosjekter settes sammen i en portefølje. Dette skjer fordi avkastningen til et enkelt prosjekt ikke nødvendigvis beveger seg i takt med resten av investeringsporteføljen. For veldiversifiserte investorer er derfor ikke den totale risikoen ved et prosjekt som er av betydning, men det er heller hvordan dette prosjektet samvarierer med eiernes øvrige investeringer som er avgjørende for vurderingen. Den relevante risikoen for et nytt prosjekt i en porteføljekontekst er derfor gitt ved prosjektets bidrag til prosjektporteføljens risiko (Bøhren et al., 2017, s.55).

#### 6.2.2 Avkastningskrav

Den vanligste metoden for å håndtere usikkerhet i kontantstrømmene er å etablere et avkastningskrav. Dette kravet inngår i denominatoren i formelen for netto nåverdi (jf. formel



1), og har til hensikt å kompensere investor for følgende tre kostnader i et flerperiodisk prosjekt: For det første, *tidsverdien av penger*, som reflekterer kostnaden ved å utsette dagens forbruk til senere formål. For det andre, *inflasjonskostnaden*, som oppstår fordi kjøpekraften til en krone avtar over tid. Til slutt, *risikokostnaden*, som er knyttet til usikkerheten i prosjektets fremtidige kontantstrømmer. Et avkastningskrav som kompenserer investor for utsatt forbruk, redusert kjøpekraft og usikkerhet, belaster prosjektet for en kapitalkostnad som samlet reflekterer kostnaden ved at pengene ikke mottas i dag, og ikke med sikkerhet vil bli mottatt på det fremtidige tidspunktet (Bøhren et al., 2017, s.22).

Selskaper finansierer normalt virksomheten gjennom en kombinasjon av egenkapital og gjeld. Avkastningskravet til totalkapitalen (WACC) representerer avkastningen et prosjekt må generere for å tilfredsstille avkastningsforventningene til selskapets egenkapitalinvestorer og kreditorer. Disse finansieringsformene har ulik grad av risiko. Det er generelt høyere risiko knyttet til egenkapitalavkastningen sammenlignet med gjeldskostnaden (Boye, 1991, s.177). Kapitalkostnadene må derfor beregnes individuelt. Nedenfor følger en gjennomgang av metoder for å estimere et avkastningskrav til egenkapitalen og gjelden.

#### 6.2.2.1 Kapitalverdimodellen (CAPM)

Kapitalverdimodellen (CAPM) er i praksis den mest benyttede modellen for å fastsette et avkastningskrav til egenkapitalen. CAPM er en teoretisk tilnærming til å forstå hva som driver forventet avkastning i finansmarkedene. Modellen er imidlertid ikke begrenset til verdipapirmarkedet; den kan også anvendes for å bestemme et avkastningskrav til prosjekter.

CAPM er basert på en rekke strenge forutsetninger. For det første forutsetter CAPM **risikoaverse investorer**. En investor vil derfor ikke engasjere seg i risikable investeringer uten å bli kompensert gjennom et høyere avkastningskrav. Videre er investorene maksimerende individer i økonomisk forstand, og velger derfor kun å investere i effisiente (ikke-sløsende) porteføljer (Bøhren et al., 2017, s.143). Med effisiente porteføljer menes porteføljer som har høyere forventet avkastning for et gitt risikonivå, eller lavere risiko for samme forventede avkastning. Videre forutsetter modellen at alle investorer opererer med samme **en-periodiske tidshorison** og deler de samme **homogene forventninger** til fremtidig avkastning og risiko for samtlige investeringsobjekter (Bøhren et al., 2017, s.144).

Antakelsene om kapitalmarkedet baserer seg på at investorer fritt kan **låne og spare til samme risikofrie rente**. Det forutsettes **ingen transaksjonskostnader** i kapitalmarkedet og alle **eiendeler er omsettelige og delbare**. En annen sentral forutsetning i CAPM er videre et **informasjonseffisient kapitalmarked**, hvor prisene reflekterer all tilgjengelig informasjon, inkludert historisk informasjon, offentlig informasjon og innsideinformasjon (Bøhren et al., 2017, s.144).

En av hovedforutsetningene i modellen er at alle investorer holder veldiversifiserte porteføljer, uansett risikoaversjon. Følgelig kompenserer modellen kun for systematisk risiko som ikke lar seg diversifisere, noe som gjør modellen til *en-faktormodell*. Forventet avkastning, er i henhold til modellen, bestemt av risikofri rente, egenkapitalbeta og markedets risikopremie. Formelen for å beregne egenkapitalkravet er uttrykt som følger:

$$r_{EK} = r_f + \beta_{EK} \times [r_m - r_f]$$

*Formel 4- CAPM*

Hvorav  $r_f$ : risikofri rente,  $\beta_{EK}$ ; Beta til egenkapital.  $r_m$ ; Avkastning på markedsporteføljen,  $[r_m - r_f]$ ; Markedets risikopremie

### **Svakheter ved CAPM**

Det er rettet kritikk mot flere av modellens forutsetninger for at de stemmer dårlig overens med virkeligheten. Et eksempel er hvorvidt kapitalmarkedet er informasjonseffisient, dvs. i hvilken grad de observerte prisene i markedet reflekterer all tilgjengelig informasjon. Levy og Sarnat (1994, s.336) hevder eksempelvis at antagelsene om fravær av transaksjonskostnader, delbare investeringer, homogene forventninger til fremtiden og uniforme tidshorisonter ikke er realistiske. I praksis påløper det transaksjonskostnader og skatter ved kjøp og salg av verdipapirer, og investorer vurderer risiko forskjellig avhengig av investeringens tidshorison. Bøhren et al. (2017, s.144) påpeker også at lånerenten alltid er høyere enn innskuddsrenten, og at det praksis er mulig å låne ut ubegrensede mengder penger, men umulig å låne ubegrenset (Levy og Sarnat, 1994, s.327).

Videre er ikke alle eiendeler like lett å omsette i praksis. Norli (2011) understreker at eiendeler med lav likviditet alltid verdsettes lavere enn lett omsettelige eiendeler. Han påpeker at dette utfordrer bruken av modellen, da den implisitt opererer under antagelsen om at alle selskaper

er børsnotert, noe som åpenbart ikke er forankret i virkeligheten. Bøhren et al (2017, 587) skriver at kun 0,1 prosent av selskapene i Norge var børsnotert i perioden 1994-2008. I tillegg er mange investorer i praksis ofte lite diversifiserte. Eiere som er fullstendig udiversifiserte, eksponeres for prosjektets totale risiko. Under slike omstendigheter undervurderer modellen risikokompensasjonen til eierne.

Bøhren et al. (2016, s.587) foreslår at en totalrisikomodel kan være mer nærliggende å benytte for å håndtere risikofaktorer utover systematisk risiko, som å gjennomføre følsomhetsanalyser og scenarioanalyser. Til tross for kritikken mot modellen, argumenterer Levy og Sarnat (1994, s.340) at modellen likevel kan brukes med forsiktighet. Forfatterne hevder videre at modellens utbredelse skyldes mangelen på bedre modellalternativer, og refererer til George Stiglers berømte utsagn “*a theory can only be replaced by a better...theory*” (Levy og Sarnat, 1994, s.340). Damodaran (2012, s.77) hevder også at en fornuftig anvendelse av modellen er den beste metoden for å håndtere risiko i verdivurderinger, og foreslår en justering av avkastningskravet for å ta hensyn til manglende diversifisering blant eiere av private selskaper og illikvide eiendeler.

#### 6.2.2.2 Gjeldskostnad

Gjeldskostnaden representerer avkastningen som forventes av selskapets kreditorer, og reflekterer den nåværende kostnaden ved å anskaffe midler til å finansiere prosjekter. Gjeldskostnaden er en funksjon av risikofri rente, misligholdsrisikoen som långivere oppfatter i selskapet og en skattefordel forbundet med gjeld (Damodaran, 2012, s.211). Beregningen av gjeldskostnaden etter skatt er vist i uttrykket nedenfor:

$$\text{Etter skatt gjeldskostnad} = (r_f + \text{misligholdspåslag})(1-t)$$

*Formel 5- Etter skatt gjeldskostnad*

Den risikofrie renten utgjør også en viktig komponent i gjeldskostnaden. En økning i den risikofrie renten fører til en tilsvarende økning i gjeldskostnaden for et selskap (Damodaran, 2012, s.211). For å sikre konsistens i avkastningskravet, er det viktig å bruke den samme risikofrie renten i beregningen av gjeldskostnaden som i estimeringen av egenkapitalkravet. I tillegg er misligholdsrisikoen til selskapet et viktig element i estimeringen av gjeldskostnaden. Når misligholdsrisikoen til et selskap øker, så vil kostnaden for selskapet ved å låne penger også øke gjennom et økt risikopåslag (Damodaran, 2012, s.211). Den siste faktoren i

funksjonen ovenfor, er skattefordelen. Siden gjeldsrenten er fradragberettiget ved beregning av skatt på alminnelig inntekt, er kostnaden for bruk av gjeld lavere etter skatt enn før skatt.

I henhold til Damodaran (2012, s.211), er den enkleste metoden for beregning av gjeldskostnad når et selskap har utestående langsiktige obligasjoner som er svært likvide og som omsettes ofte. I slike tilfeller kan den effektive renten på obligasjoner brukes som et anslag på selskapets gjeldskostnad før skatt. Dersom et selskap derimot utsteder obligasjoner, men hvor papirene ikke omsettes regelmessig, kan vi estimere gjeldskostnaden ved å ta utgangspunkt i selskapets kredittrating og tilhørende misligholdspåslag knyttet til denne vurderingen (basert på beregninger av Damodaran). Hvis et selskap ikke er kredittvurdert i det hele tatt, foreslår Damodaran (2012, s.212) å estimere en syntetisk kredittrating for å bestemme et anslag på misligholdspåslaget. Dette innebærer å vurdere tidligere lånehistorikk og bestemme en passende kredittrating basert på rentedekningsgraden til selskapet.

### 6.2.2.3 Avkastningskrav til totalkapitalen (WACC)

Avkastningskravet til totalkapitalen beregnes som et vektet gjennomsnitt av kapitalkostnadene for selskapets finansieringsformer, med den andelen hver kapitaltype utgjør av selskapets totale verdi (Bøhren et al. 2017, s.116). Modellen er en standard tilnærming til å fastsette et totalavkastningskrav, og beregnes ved bruk av følgende formel:

$$WACC = r_{EK} \times \frac{EK}{TK} + r_g \times \frac{G}{TK} \times (1 - S)$$

*Formel 6- WACC*

Hvorav  $r_{EK}$ : avkastningskrav til egenkapitalen,  $\frac{EK}{TK}$ : egenkapitalandel,  $r_G$ : gjeldskostnad,  $r_{TK}$ : gjeldsandel,  $s$ : skattesats

I det følgende beskriver jeg de ulike parameterne som inngår i totalavkastningskravet.

### **Risikofri rente**

Risikofri rente representerer avkastningen en investor kan oppnå ved å investere i et risikofritt aktivum. I teorien skal derfor faktisk avkastning alltid sammenfalle med forventet avkastning (Damodaran, 2008, s.3). I praksis er det utfordrende å identifisere investeringer som er helt risikofrie. Vanlige tilnærminger til risikofri rente er imidlertid effektiv rente på statspapirer, rente på bankinnskudd som er dekket av innskuddsforsikring (Dayananda et al., 2002, s.119)

og kortsiktige pengemarkedsrenter (Bøhren et al., 2017, s.100). Den mest nærliggende tilnærmingen har tradisjonelt vært renten på statsobligasjoner. Dette kan tilskrives den underliggende antagelsen om at statlige utstedere i land med lav kredittrisiko har svært lav sannsynlighet for mislighold. Stater kontrollerer utskriften av egen valuta og kan i teorien kan trykke mer penger for å møte sine gjeldsforpliktelser (Damodaran, 2008, s.154).

Løpetiden til renten er et viktig aspekt ved fastsettelsen av en risiko rente. Titman og Martin (2011, s.113) hevder at den risikofrie renten bør ha samme løpetid som prosjektets kontantstrøm. Det er imidlertid konsensus blant akademikere om at effektiv rente på lange statsobligasjoner (med løpetid utover ti år) ikke er representative for en risikofri rente. Koller et al. (2015, s.299) hevder at papirene er illikvide og trolig inkluderer en betydelig likviditetspremie. Rentene på tiårige statsobligasjoner benyttes derfor ofte som referanserente for risikofri rente. Norli (2011) påpeker at tiårige statsobligasjoner er blant de mest likvide i markedet, og kan selges og kjøpes uten problemer, og uten å påvirke prisen i stor grad. Avkastningen på statspapiret er imidlertid følsom for endringer i relativ etterspørsel. Høy etterspørsel kombinert med knapphet på statsobligasjoner, fører til prisøkninger på papiret og en reduksjon i obligasjonsrentene.

Svingninger i tiårige statsobligasjonsrenter som ikke reflekterer endringer i den faktiske risikofrie renten, utfordrer bruken av renten som referanserente for risikofri rente. For å håndtere denne inkonsistensen anbefaler Kollar et al. (2020, s.313) å basere den risikofrie renten på en normalisert rente. Denne renten er basert på to underliggende komponenter; inflasjon og nøytral realrente, som defineres som den risikofrie renten som er forenlig med en balansert utvikling i økonomien på mellomlang sikt, dvs. en rente som medfører at pengepolitikken verken er kontraktiv eller ekspansiv (Meyer et al., 2022, s.3). Ifølge Kollar et al. (2020, s.313) beregnes en normalisert rente ved å legge sammen den langsiktige nøytrale realrenten og det forventede inflasjonsmålet, som kompenserer investor for prisutviklingen i markedet.

### **Markedets risikopremie**

Damodaran definerer markedets risikopremie som den gjennomsnittlige avkastningen en investor ville realisert ved å flytte pengene fra en risikofri investering til en risikabel investering (Damodaran, 2012, s. 93). Markedets risikopremie reflekterer dermed den forventede

meravkastningen utover den risikofrie renten som oppnås ved å investere i et veldiversifisert utvalg av aksjer.

Den forventede fremtidige risikopremien er ikke observerbar, men kan ifølge Damodaran (2012, s.93) estimeres ved tre ulike tilnærminger: en markedsundersøkelse, en implisitt markedsrisikopremie og historisk utvikling. Den første tilnærmingen baserer seg på investorers forventninger om fremtidig risikopremie gjennom bruk av spørreskjemaer. En andre mulighet er å beregne en implisitt risikopremie basert på børsens nåværende prising av aksjer og forventninger om selskapets fremtidige kontantstrømmer. Ifølge Johnsen (2017) er denne tilnærmingen imidlertid sjeldent brukt ettersom den forutsetter innsikt i markedets forventninger om selskapers fremtidige inntjening.

Den siste og mest brukte tilnærmingen baserer seg på historisk realiserede risikopremier. Metoden går ut på å beregne meravkastningen investorene har oppnådd ved å investere i aksjemarkedet, sammenlignet med risikofri rente (Damodaran, 2012, s. 94). Nitter (2023) fremhever to hovedutfordringer ved denne metoden. Den første utfordringen dreier seg om hvilken tidshorisont som skal brukes. En kort tidshorisont kan i større grad reflektere dagens marked, men Nitter (2023) påpeker at dette ikke vil fange opp hele utfallsrommet og viser til litteratur som argumenterer for å bruke lengre tidshorisonter. Den andre utfordringen handler om valget mellom å bruke et geometrisk eller et aritmetisk gjennomsnitt. Ifølge Nitter (2023) er det geometriske gjennomsnittet å foretrekke dersom meravkastningen over en lengre periode skal estimeres.

## **Beta**

Beta angir graden av samvariasjon (kovarians) mellom aksjeavkastningen til selskapet og avkastningen til markedsporteføljen (Nitter, 2023). Dette målet gir en indikasjon på hvor følsom investeringen er overfor svingninger i avkastningen på markedsporteføljen, og viser således investeringens eksponering for systematisk risiko (Bøhren & Gjærum, 2016, s.356). En betaverdi lik én signaliserer at investeringen beveger seg i takt med resten av markedet. En beta større enn én indikerer en høy markedsrelatert risiko, dvs. en aksjeavkastning som er sensitiv for endringer i markedsavkastningen. Dette innebærer at dersom markedsavkastningen stiger (synker), så vil aksjens avkastning øke (reduseres) mer enn markedsavkastningen. Motsatt

indikerer en betaverdi under én, en mindre volatil aksjeavkastning sammenlignet med markedet. Beta beregnes ved følgende formel:

$$Beta_{EK} = \frac{Cov(r_i, r_m)}{Var(r_m)}$$

*Formel 7 – Beta til egenkapitalen*

Hvorav  $r_i$ : avkastning på aksje,  $r_m$ : avkastning på markedsportefølje,  $Cov(r_i, r_m)$ : kovarians mellom aksje og marked,  $Var(r_m)$ : markedsavkastningens varians

Beta beregnes gjennom en lineær regresjon mellom selskapets og markedsindeksens avkastning i aksjemarkedet. Norli (2011) anbefaler at betaverdien måles mot den samme markedsindeksen som brukes for å bestemme markedets risikopremie. Det er imidlertid ikke alle selskaper som er notert på børs. For unoterte selskaper er det dermed ikke mulig å direkte observere betaverdien. Man kan likevel estimere et anslag på selskapets usystematiske risiko, ved å ta utgangspunkt i betaverdiene til sammenlignbare selskaper som opererer i samme sektor. Logikken er at børsnoterte og unoterte selskaper innen samme industri står overfor den samme systematiske risikoen. En utfordring er imidlertid at en bransjebeta kan tillegge et selskap egenskaper det ikke har. Dette skyldes at selskapene har ulike grader av forretningsrisiko og finansiell risiko (Brealey et al., 2000, s.247). Derfor er det nødvendig å redusere problemet med at betaen som estimeres ikke er et perfekt estimat på den underliggende sanne betaen (Norli, 2011). I den sammenheng omgjøres egenkapitalbetaen til de sammenlignbare selskapene (regresjonsbeta) til anslag som er representativt for selskapet som skal analyseres.

Det første steget er å estimere en beta for selskapene som ikke inkluderer effekter av kapitalstruktur. Dette anslaget omtales som investeringsbeta og tallfestes ved hamada-ligningen;

$$\beta_I = \frac{\beta_{EK}}{(1 + \frac{G}{EK})(1-s)}$$

*Formel 8 – Investeringsbeta*

Det neste steget å beregne en investeringsbeta for selskapet som analyseres basert på investeringsbetaene. Dette gjøres ved å beregne et vektet gjennomsnitt av de estimerte investeringsbetaene, hvor selskapenes verdier brukes som vekter (Damodaran, 2012, s.197):

$$B_{Investering,selskap} = \sum_{i=1}^{j=k} B_j * Verdivekt_i$$

Formel 9 – Investeringsbeta til selskap

Det siste steget er å beregne markedsverdiene av egenkapital og gjeld for selskapet som analyseres, og deretter bruke dette gjeld-til-egenkapitalforholdet for å estimere en egenkapitalbeta for selskapet. Dette anslaget brukes som et mål på selskapets systematiske risiko i kapitalverdimodellen.

### 6.3 Kostnadsestimering under usikkerhet

Vannkraft er en kapitalintensiv næring med høye initielle kostnader. Det er betydelig usikkerhet rundt nøyaktigheten av kostnadsestimatene for vannkraftinvesteringer. Denne iboende usikkerheten i estimatet gjør det vanskelig å vite hva kraftverket koster når det står ferdig. Derfor presenterer jeg nedenfor et teoretisk rammeverk for kostnadsestimering under usikkerhet.

Usikkerheten i kostnadsestimatet kan ifølge Drevland (2023, s.1) håndteres ved å behandle inngangsverdiene i kostnadskalkylen som usikre. Et slikt kostnadsestimat refereres til som et stokastisk kostnadsestimat. Dette innebærer at estimatet er basert på sannsynlighetsberegninger (Drevland, 2013, s. 1). Før jeg detaljerer hvordan usikkerhet kan håndteres i kostnadsestimeringer, er det hensiktsmessig å definere noen grunnleggende begreper:

#### Sannsynlighetsfordelinger

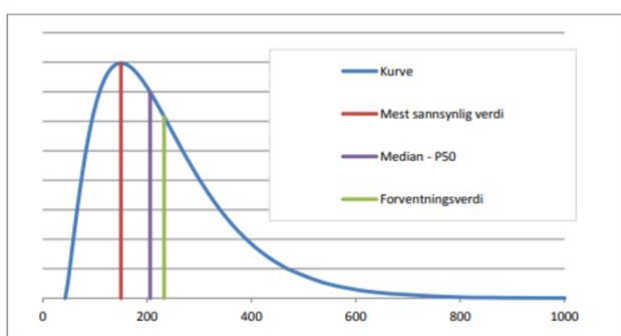
*Sannsynlighetsfordelinger* angir sannsynligheter for ulike utfall (Drevland, 2013, s.2) I kostnadsestimering er det vanlig å bruke *kontinuerlige sannsynlighetsfordelinger*, som typisk er klokkeformede. De meste brukte er normal-fordeling, Gamma-fordeling og Pert-fordeling (Drevland, 2013, s.2). Drevland (2013, s.19) fremhever at Pert-fordelingen er den mest egnede i de fleste simuleringsverktøy. Når man bruker kontinuerlige sannsynlighetsfordelinger, snakker man ofte om sannsynligheten for at investeringskostnaden blir lik, eller lavere enn et gitt beløp. Et *n-prosentkvartil* er den verdien som det er *n* sannsynlighet for at investeringskostnaden ikke overskrider (Drevland, 2013, s.3). Et 50- prosentkvartil (P50) betyr eksempelvis at det er 50 prosent sannsynlighet for at investeringskostnaden ikke overskrider beløpet

I henhold til Drevland (2013, s.3) er ikke kontinuerlige sannsynlighetsfordelinger direkte lett å tolke. Når kostnader estimeres anvendes derfor ofte kumulative sannsynlighetskurver, som



typisk viser en s-form, derav navnet *s-kurve*. Den *mest sannsynlige verdien* er den verdien det er størst sannsynlighet for at vil inntreffe og vil være toppunktet i sannsynlighetsfordelingen. *Medianen* er det punktet i sannsynlighetsfordelingen hvor halvparten av arealet under kurven ligger til venstre og halvparten til høyre. Dette punktet kalles P50. *Forventningsverdien* er summen av alle mulige utfall, hvor hvert utfall er vektet med sine respektive sannsynligheter (Drevland, 2013, s.4)

Figuren nedenfor illustrerer forholdet mellom begrepene mest sannsynlige verdi, median og forventningsverdi. Figuren viser et eksempel på en høyreskjev fordeling, som (Drevland, 2013, s.4) påpeker er et vanlig fenomen når man estimerer investeringskostnader.



Figur 13 – Høyreskjev sannsynlighetsfordeling (Drevland, 2013)

Av figuren ser vi at forventet verdi (grønn) vil være større enn medianen-P50 (lilla) og den mest sannsynlige verdien (rød) i en høyreskjev fordeling. I en symmetrisk fordeling vil disse tre verdiene være helt like (Drevland, 2013, s.4).

*Standardavviket* måler spredningen i en sannsynlighetsfordeling og har samme benevnelse som investeringskostnaden (i kroner) (Drevland, 2013, s.6). *Et tripplestimat* er tre estimater på sannsynlighetsfordelingen. I kostnadsestimering er det mest vanlig ifølge Drevland (2013, s.) å bruke den mest sannsynlige verdien, en nedre verdi (P10) og en øvre verdi (P90).

## Stokastisk uavhengighet

I et kostnadsestimat er postene i utgangspunktet antatt å være stokastisk uavhengige (Drevland, 2013, s.8). Stokastisk uavhengighet innebærer at usikre størrelser ikke påvirker hverandre. For eksempel, hvis vi har to kostnadsposter A og B som er estimert til å koste mellom 10 og 20 mill.kr, vil postene være stokastisk uavhengige hvis forventningen til B ikke endres dersom vi får informasjon om at A helt sikkert kommer til å koste 20 mill.kr (Drevland, 2013, s. 8). Dersom forventningen til B derimot endres, indikerer dette en samvariasjon mellom postene, noe som betyr at postene varierer i takt med hverandre (Drevland, 2013, s.8). Drevland (2013, s.8) understreker betydningen av stokastisk uavhengige kostnadsposter ved etablering av kalkylestruktur. Dersom samvariasjon mellom postene ikke hensyntas, kan det oppstå et

fenomen som ofte omtales som å «regne vekk» usikkerheten. Dette fører ofte til at kostnadsestimatet undervurderes (Drevland, 2013, s.8).

Drevland (2013, s.8) beskriver to metoder for å håndtere samvariasjon mellom kostnadsposter. Den første metoden innebærer å trekke ut det som er felles for kostnadspostene i egne usikkerhetsfaktorer, mens den andre metoden inkluderer å modellere inn samvariasjonen i kalkylen. Dette kan gjøres ved hjelp av en programvare som kjører Monte-Carlo-simuleringer. Man velger da en samvariasjonskoeffisient mellom postene på mellom 0 og 1, der 0 angir at postene er helt uavhengige, mens 1 vil si at de samvarierer fullstendig.

### 6.3.1 Oppbygging av investeringsestimat

Drevland (2013, s.9) beskriver det han omtaler som beste praksis for å bygge opp et stokastisk kostnadsestimat. Han beskriver at man først bør etablere en grunnkalkyle, dvs. en hierarkisk nedbrytning av prosjektet. Han understreker viktigheten av å konstruere grunnkalkylen slik at delprosjektene er stokastisk uavhengige. I tillegg til grunnkalkylen påpeker Drevland (2013, s.9) at det er hensiktsmessig å benytte såkalte påslagsposter, som for eksempel et påslag for kostnader knyttet til rigg og drift. Disse beregnes på grunnlag av et tripplestimat.

I en grunnkalkyle vil det normalt alltid være noen poster som ikke er fullstendig uavhengige (Drevland, 2013, s.10), og forklarer at det derfor er vanlig å trekke ut underliggende forhold som er felles for noen eller alle postene i grunnkalkylen, i egne usikkerhetsfaktorer. Et eksempel er markedsforhold. Man bestemmer da en basisforutsetning for markedet, og bruker dette som en forutsetning når prisene estimeres i grunnkalkylen (Drevland, 2013, s.10).

Det siste kalkyle-elementet som Drevland (2013) beskriver er hendelsesposter. Dette er usikkerhet knyttet til enkelthendelser, og i denne sammenheng ikke usikkerhet knyttet til generelle forhold. For disse postene må det angis en sannsynlighet for at en hendelse inntreffer, og en kostnadmessig konsekvens hvis den inntreffer.

### 6.3.2 Estimeringsarbeidet

Ifølge Drevland (2013, s.14) er det vanlig praksis å gjennomføre gruppeprosesser, hvor fagekspertene angir tripplestimater for investeringskostnadene basert på erfaring og kunnskap. Det å samle fagpersoner med ulik spesialkompetanse og erfaring fra tilsvarende prosjekter gjør at man øker sannsynligheten for å få belyst viktige forhold ved prosjektet. Han oppsummerer gangen i estimeringsarbeidet i følgende trinn: 1) Avgrens kalkyle og gjør forutsetninger, 2) Sett

---

opp grunnkalkylen, 3) Finn usikkerhetsfaktorer, 4) Definer forutsetninger for hver usikkerhetsfaktor, 4) Tallfest grunnkalkylen, 6) Vurder og tallfest usikkerhetsfaktorer, 7) Vurder samvariasjon, 8) Beregn, 9) Vurder resultat og 10) Raffiner.

Dersom resultatet av usikkerhetsvurderingen ikke samsvarer med forventningen eller at usikkerheten er lavere enn det som er normalt, er ofte årsaken til dette at man ikke har håndtert samvariasjon godt nok. En annen årsak kan være at tripplestimatene er for smale (Drevland 2013).

## 7.0 Metode

Dette kapittelet beskriver de metodiske valgene som er foretatt i studien. Valgene jeg har tatt forklares og begrunnes. Kapittelet innledes med en beskrivelse av oppgavens valgte forskningdesign og forskningsstrategi. Deretter presenteres datainnsamlingsmetoden, etterfulgt av en vurdering av studiens metodiske valg med hensyn til validitet og reliabilitet.

### 7.1 Forskningdesign

Saunders et al. (2007, s.159) definerer forskningdesign som en overordnet plan for hvordan forskeren går frem for å besvare studiens forskningsspørsmål. Dette innebærer ifølge Johannessen et al (2004, s.73) om å ta stilling til hva og hvem som skal studeres, samt hvordan selve studien skal gjennomføres. I dette delkapittelet detaljeres oppgavens forskningdesign, inkludert den valgte forskningstilnærmingen, forskningsmetoden og forskningsstrategien.

#### 7.1.1 Kvalitativ forskningsmetode

I den samfunnsvitenskapelige metodelitteraturen er det vanlig å skille mellom kvantitative og kvalitative forskningsmetoder (Johannessen et al., 2004, s.103). Johannessen et al. (2004, s.311) forklarer at en måte å differensiere mellom disse forskningsmetodene er å se på kategoriseringen av dataene, det vil si om datamaterialet er numerisk (tall) eller ikke-numerisk (Saunders et al., 2007, s.145). Valg av tilnærming avhenger av oppgavens formål og forskningsspørsmål.

Basert på oppgavens formål og forskningsspørsmål fremstod valget av kvalitativ forskningsmetode som naturlig. En kvalitativ forsknings metode muliggjør, ifølge Johannessen et al. (2004, s.97), en inngående forståelse av komplekse fenomener. I denne studien er

---

fenomenet av interesse, å undersøke hvordan praksisen for prosjektlønnsomhetsanalyse hos en stor, ikke-børsnotert norsk kraftprodusent samsvarer med teori om lønnsomme investeringsbeslutninger, og hvordan grunnrenteskatten virker inn på investorens beslutninger i vannkraftsektoren. Videre fremhever Johannessen et al. (2004, s.311) at innsamlingen av kvalitativ data ofte er preget av høy grad av åpenhet og fleksibilitet. Denne fleksibiliteten har vært essensiell i arbeidet mitt med denne masteroppgaven, særlig ettersom jeg underveis i semesteret fant det nødvendig å avgrense oppgavens omfang. I tillegg hadde jeg begrenset kunnskap om den komplekse vannkraftsektoren og skattleggingen av den. Fleksibiliteten i forskningsmetoden gjorde det mulig for meg å justere mine tilnæringer underveis etter behov, og etter hvert som forståelsen min av vannkraftsektoren økte.

## 7.2 Forskningsstrategi

En vanlig forskningsstrategi innen kvalitativ metode er *casestudie*. Ordet *case* kommer fra det latinske ordet *casus* som betyr *tilfelle* (Johannessen et al., 2004, s.86). Robson (2002; Saunders et al., 2007, s.167) definerer et *casestudie* som en forskningsstrategi som innebærer en empirisk undersøkelse av et bestemt, moderne fenomen i sin naturlige kontekst, ved å bruke flere kilder til informasjon. Morris og Wood (1991; Saunders et al., 2004, s.139) fremhever at casestudier særlig er verdifulle for forskere som ønsker inngående forståelse av forskningens kontekst og de prosessene som utføres. Dette sammenfaller med formålet til studien, og derfor har jeg valgt casestudie som min forskningsstrategi.

Yin (2003; Saunders et al., 2004, s.167) skiller mellom fire forskjellige strategier for casestudier, basert på to hoveddimensjoner: antallet caser (enten et enkelt eller flere) og den valgte analysetilnærmingen (holistisk eller analytisk). Sistnevnte dimensjon refererer til antall analyseenheter som studeres. Den holistiske tilnærmingen studerer en analyseenhet (f.eks en organisasjon i sin helhet), mens den analytiske tilnærmingen fokuserer på flere analyseenheter (flere avdelinger innen samme organisasjon) (Saunders et al., 2004, s.140). I denne studien har jeg anvendt et enkelt casestudie med én analyseenhet. Dette metodiske valget er begrunnet i studiens formål om å analysere hvordan Å Energi Vannkraft identifiserer og vurderer lønnsomheten av nye kraftprosjekter, illustrert vha. Fennefoss-prosjektet. Samtidig gir studien innsikt i hvilke interne og eksterne faktorer som påvirker beslutningsprosessene i sektoren.

## 7.3 Innsamling av data

I denne studien har jeg anvendt en kombinasjon av primærdata og sekundærdata for å besvare forskningsspørsmålene. For datainnsamling har jeg benyttet meg av *triangulering*, som refererer til bruken av flere forskjellige datainnsamlingsmetoder innenfor én studie. (Saunders et al., 2004, s.139). Dette er ifølge Saunders (et al., 2004, s.139) typisk for casestudier. Triangulering muliggjør en omfattende innsamling av mye og detaljert informasjon (Johannessen et al., 2004, s.80). Som hovedkilde til primærdata har jeg anvendt semistrukturerte intervjuer, mens oppgavens sekundære data er innhentet fra representanter i selskaper. Ved å kombinere disse metodene, har jeg dannet et fundament for å oppnå en dypere forståelse av Fennefoss-prosjektet. Nedenfor gis mer detaljerte beskrivelser oppgavens primære og sekundære data.

### 7.3.1 Primærdata

Primærdataen i denne studien er innsamlet vha. semistrukturerte intervjuer. Hovedformålet med disse intervjuene var å forbedre forståelsen av vannkraftsektoren og selskapets prosesser. Kvale (1997; Johannessen, 2007, s.141) beskriver det kvalitative forskningsintervjuet som en målrettet samtale som følger en struktur. Intervjuer kan være både formelle og strukturerte, uformelle og ustrukturerte eller semistrukturerte (Saunders et al., 2007, s.340). I denne oppgaven har jeg primært benyttet semistrukturerte intervjuer, dvs. delvis standardiserte intervjuer. I semistrukturerte intervjuer anvender intervjueren en *intervjuguide* bestående av en rekke forhåndsdefinerte temaer og generelle spørsmål som utgangspunkt for intervjuet (Johannessen et al., 2004, s.135). Intervjuguiden har en bestemt rekkefølge på temaene, men temaer, spørsmål og rekkefølgen på disse kan variere (Johannessen et al., 2004, s.135). Denne metoden gjorde det mulig for meg å tilpasse intervjuene underveis ved behov. Dette var særlig verdifullt gitt min begrensede forhåndskunnskap om bransjen.

#### 7.3.1.1 Utvalgsprosedyrer

I dette avsnittet beskrives min strategi for utvelgelse av informanter og utvalgsstørrelse.

#### **Utvalgsstrategi og informantutvelgelse**

Utvelgelsen av informanter er viktig i forskning, ettersom det har stor betydning for analysen av dataene (Johannessen et al., 2004, s.102). Johannessen et al. (2004, s.103) beskriver strategisk utvelgelse som en utvalgsstrategi hvor forskeren har bestemt hvilken målgruppe

---

forskningen skal rettes mot for å hente inn nødvendig data. Forskeren velger deretter ut personer fra denne målgruppen som deltakere i studien. Utvelgelsen bør ta utgangspunkt i hensiktsmessighet fremfor representativitet, slik at de mest relevante informantene brukes (Johannessen et al., 2004, s.103). I studien min har jeg derfor valgt ut informanter som har ansvar eller direkte erfaring med de ulike prosessene som undersøkes i studien. Dette inkluderer informanter innen områdene konsesjoner, prosjektanalyse, risikostyring og ledelse. Dette strategiske utvalget av informanter har vært avgjørende for å få mer detaljert innsikt som kan være vanskelig å oppnå gjennom mer tilfeldige utvalgsmetoder.

Det finnes mange ulike måter å sette sammen et utvalg på. Jeg har bruk den såkalte *snøballmetoden*, som ifølge Johannessen et al. (2004, s.105) innebærer at informanter rekrutteres ved å finne ut av hvilke individer i organisasjonen som vet mye om temaet som undersøkes og som forskeren bør komme i kontakt med. Fordelen med denne metoden er at etter man først har kommet i kontakt med en person, kan disse vise videre til andre aktuelle informanter. Med utgangspunkt i oppgavens formål kom jeg i kontakt med relevante informanter gjennom min eksterne veileder i selskapet. Under intervjuene mine ble jeg tipset om andre ansatte i selskapet som kunne være relevant å intervju. På denne måten kom jeg i kontakt med mange forskjellige personer, som ga meg bred og dypere innsikt i vannkraftsektoren og de interne prosessene.

### **Utvalgsstørrelse**

Kvalitativ forskningsmetode er kjennetegnet av innhenting av mye informasjon fra et begrenset antall informanter. Det er viktig å nøye vurdere hvor mange informanter som er nødvendig for å same inn tilstrekkelig data. Ifølge Johannessen et al. (2004, s.102) sier mange forskere at intervjuer bør gjennomføres til det ikke lengre dukker opp ny informasjon. Med tiden jeg hadde til rådighet, har jeg gjennomført syv semistrukturerte intervjuer med seks ulike informanter i selskapet. Fire av informantene er ansatt hos datterselskapet Vannkraft, mens to er ansatte i morsselskapet Å Energi. Jeg har imidlertid kun benyttet fem av intervjuene i studien, ettersom to av intervjuene ble ekskludert på grunn av manglende relevans. To av intervjuene er med samme informant. I tillegg har jeg i løpet av semesteret hatt regelmessig kontakt med Jan Petter Horn, som i denne studien herunder refereres til som Horn. Dette er besluttet i samråd med vedkommende. I denne oppgaven refereres intervjuobjektene til som informant x.

Informantene, som arbeider innenfor virksomhetsområdene økonomi, risiko, ledelse og konsesjon, og er kategorisert på følgende vis:

Intervjuobjekt	Område
<b>Informant 1</b>	Rådgiver økonomi
<b>Informant 2</b>	Senior rådgiver risiko
<b>Informant 3</b>	Seksjonsleder (prosjekt)
<b>Informant 4</b>	Rådgiver (fagansvarlig konsesjon)

7.3.1.2 Oversikt over intervjuprosessen: forberedelse, gjennomføring og i etterkant  
Nøkkelen til et vellykket intervju avhenger i stor grad av grundig forberedelse. For å være godt forberedt til intervjuene, var det viktig å forstå konteksten selskaper opererer innenfor. I forkant av intervjuene leste jeg meg derfor opp på fagområdene til hver enkelt informant, samt generelt på vannkraftsektoren og skattleggingen av den. Dette var avgjørende for å stille relevante spørsmål og tolke svarene fra intervjuobjektene på en informert måte.

For å forberede informantene til intervjuet, ble samtlige intervjuobjekter i forkant informert om forskningen og hensikten bak samtalen. Av de fem gjennomførte intervjuene, ble fire gjennomført på selskapets kontorer i Kristiansand, mens det siste ble arrangert over Teams av praktiske grunner. For å sikre tilstrekkelig utbytte av intervjuene, utarbeidet jeg i forkant en intervjuguide for hver informant (se vedlegg 7). Intervjuguidene var strukturert i tre deler: Den innledende delen var bestående av oppvarmingsspørsmål for å etablere en relasjon med intervjuobjektet. Den sentrale delen inneholdt hovedspørsmålene, mens den avsluttende delen bestod av avrundingspørsmål. Noen spørsmål var standardisert og ble brukt på tvers av intervjuene, mens andre var tilpasset det enkelte intervjuet. Jeg inkluderte en rekke åpne spørsmål, som ifølge Johannessen et al. (2004, s.13) oppmuntrer intervjuobjektene til å gi utfyllende svar. Dette førte til en flytende samtale som utviklet seg naturlig, samtidig som jeg passet på at intervjuet beholdt fokus. Intervjuguiden ble derfor ikke fulgt slavisk, men dette er heller ikke hensikten med et semistrukturert intervju. Intervjuene hadde en varighet fra 30 til 90 minutter.

I begynnelsen av intervjuene informerte jeg informantene om deres rettigheter, inkludert muligheten til å trekke tilbake sine svar og avbryte intervjuet når som helst under prosessen.

Jeg gjorde også informantene oppmerksomme på at oppgaven ville bli publisert og tilgjengeliggjort for offentligheten på NHH sine nettsider. For å sikre dokumentasjon av intervjuene, ba jeg også informantene innledningsvis i intervjuet om samtykke til å ta lydopptak. Alle informantene var positive til dette. Som en ekstra sikkerhet, førte jeg også notater under hvert intervju. Ifølge Johannesen et al. (2004, s.144) innebærer transkribering å klargjøre intervjumaterialet for analyse, ved å transkribere intervjuet fra muntlig tale til skriftlig tekst. For å dokumentere disse var det nødvendig å konvertere lydopptaket til en tekstfil gjennom transkribering. De første intervjuene transkriberte jeg for hånd, noe som viste seg å være svært tidkrevende. Senere fikk jeg imidlertid anbefalt en nettside fra Universitetet i Oslo (autotekst.uio.no), som automatiserte transkriberingen av intervjuene. Selv om programmet sparte meg for betydelig tid og gjorde transkriberingsprosessen mer effektiv, var det likevel behov for å rette opp i feil. Etter intervjuene oppsummerte jeg transkriberingene og notatene for en helhetlig dokumentasjon av den innsamlede dataen.

Etter intervjuene fulgte flere e-postutvekslinger og telefonsamtaler med enkelte av informantene, for å avklare eventuelle uklarheter og løpende utfordringer.

### 7.3.2 Sekundærdata

I denne oppgaven har jeg også innhentet sekundærdata. Sekundærdata er data som allerede er samlet inn for et annet formål, og inkluderer både kvalitativ og kvantitativ data (Saunders et al., 2007, s.246). Dataen kan forekomme i form av rådata eller bearbeidet data, som har gjennomgått en form for behandling (Saunders et al., 2007, s.246). Sekundærdataen i denne studien består av bearbeidet data som jeg har blitt tilsendt fra representanter i selskapet. Dataen inkluderer en rekke interne dokumenter, inkludert analytiske modeller, styresaksdokumenter, retningslinjer og annen relevant dokumentasjon. Sekundærdataen har vært avgjørende for å oppnå forståelse av selskapet og de ulike aktivitetene som undersøkes i denne oppgaven



## Del 2: Gjennomgang av prosjeklønnsomhetsanalysen i Fennefoss kraftverk

I denne delen av oppgaven presenterer jeg funnene fra datainnsamlingen, gjennom en gjennomgang av prosjeklønnsomhetsanalysen av Fennefoss kraftverk. Dette omfatter en beskrivelse av hvordan kraftprodusenten gjennomførte den kreative fasen og den tekniske fasen i rammeverket til Bjørnenak. Disse funnene vil senere, i del 3, drøftes og evalueres opp mot teori og litteratur som er fremlagt i oppgavens første del.

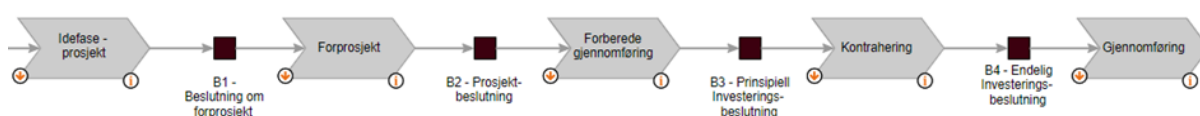
### 8.0 Den kreative fasen- konseptvalg

I kapittel 5 presenterte jeg et rammeverk for å identifisere mulige alternativer (mulighetsrommet) og konseptvalg. Dette rammeverket dekker den kreative fasen i Bjørnenak sin modell for prosjeklønnsomhetsanalyse. I dette kapitlet beskriver jeg hvordan Å Energi gjennomførte prosessen med å velge et konsept for utbygging av Fennefoss kraftverk. Dette kapitlet bygger på intervjuer med informant 3 og informant 4, samt tilsendte dokumenter.

Før jeg redegjør for konseptvalget, er det hensiktsmessig å kort beskrive prosjektstyringsmodellen til selskapet. Modellen setter krav til hvordan prosjekter skal utvikles, planlegges og gjennomføres.

### 8.1 Prosjektmodell

Figuren nedenfor viser det som Å Energi kaller for sin eierstyringsmodell. Modellen inneholder krav om analyser og vurderinger som er sentrale inn mot ulike beslutningspunkter. Informant 3 fremhever betydningen av en robust eierstyringsmodell. Modellen er designet slik at den gir størst mulig trygghet for at prosjektene utvikles og forberedes godt, før det tas en beslutning om gjennomføring.



Figur 14 – Å Energi sin prosjektmodell

Eierstyringsmodellen er delt inn i ulike faser, hvor hver fase avsluttes med et beslutningspunkt. For hvert beslutningspunkt stilles det dokumentasjonskrav. Innholdet og krav til analyser er

detaljert i egne maler. I tillegg er det utarbeidet et eget dokument som beskriver hvilke lønnsomhetsanalyser og risikovurderinger som skal utføres. Ved hvert beslutningspunkt tar selskapet stilling til om prosjektet skal gå videre til neste fase, om det er behov for ytterligere bearbeiding før prosjektet kan fortsette til neste fase, eller om prosjektet bør avsluttes.

I det følgende gir jeg en kort beskrivelse av innholdet i de ulike fasene. De to første fasene i eierstyringsmodellen er de viktigste i forhold til konseptvalget, og det er disse fasene som er i fokus.

### Idefase og beslutning om forprosjekt (BP1)

I forhold til det teoretiske grunnlaget i kapittel 5, er dette den fasen hvor ideer og mulighetsrommet utforskes for å identifisere alternativer fram mot valg av et hovedkonsept. Informant 3 forklarer at man i denne fasen undersøker hvordan kraftproduksjonen kan optimaliseres, dvs. en kost/nytte-vurdering. Formålet med fasen er å beslutte et konsept som løser det behovet som har oppstått. I denne fasen vurderes det samtidig hvilke rammebetingelser som kan påvirke ulike valg, hvilke interessenter som prosjektet må forholde seg til og hvilke krav og kriterier som løsningene skal tilfredsstille. Deretter identifiseres relevante konsepter og ulike tekniske løsninger for kraftverket. Disse må beskrives detaljert nok til at man kan tallfeste kostnader og nyttevirksomheter ved dem. Deretter gjennomføres lønnsomhetsanalyser, overordnede risikoanalyser og til slutt vurderes konseptene i forhold til måloppnåelse. BP1-rapporten avsluttes med en anbefaling og begrunnelse for valg av konsept. Etter at denne fasen er gjennomført, sender selskapet en eventuell konsesjonssøknad til NVE.

### Forprosjekt og prosjektbeslutning (BP2)

Formålet med denne fasen er å utrede og definere det beste prosjektet for å dekke det identifiserte behovet. Denne fasen er en videre bearbeiding av det hovedkonseptet som ble valgt ved milepælen BP1. Hovedkonseptet kan trolig realiseres på flere måter, og denne fasen skal derfor gjøre grundigere analyser av hvilket alternativ som er det beste. I fasen fram mot BP2 skal det gjennomføres usikkerhetsanalyser, og fokuset er på input til nåverdimodellen, som investeringskostnad og inntekter og utgifter. BP2-rapporten avsluttes med en anbefaling og begrunnelse for valg av alternativ.

Det neste beslutningspunktet i eierstyringsmodellen er BP3, den prinsipielle investeringsbeslutningen. En BP3 beslutning innebærer at beslutningstaker vurderer om prosjektet kan konkurranseutsettes, dvs. om prosjektet kan sende ut forespørsler til

leverandørene. Det fjerde beslutningspunktet, BP4, er den endelige investeringsbeslutningen. Ved dette beslutningspunktet beslutningstaker administrasjonen fullmakt til å inngå kontrakter og det gis styringsrammer for oppfølging av prosjektet.

## 8.2 Nærmere om prosessen fram til konseptvalg (BP2) for Fennefoss kraftverk

I dette kapitlet vil jeg redegjøre for hovedaktivitetene i beslutningsprosessen i de to første fasene i eierstyringsmodellen, idefasen (BP1) og forprosjektfasen (BP2) for Fennefoss kraftverk. Basert på intervjuer med informant 3 og 4, fremkom det at aktivitetene pågikk over lang tid. For at det skal bli lettere å følge prosessen, vil jeg derfor nedenfor først presentere en tidslinje over de viktigste hendelsene og beslutningene (se tabell 1 nedenfor).

	År	Hendelse	Forklaring
<b>Konsesjonssøknad</b>	2005	Søknad om unntak fra samla plan	Om Evje kraftverk
	2007	Forprosjekt Fennefoss kraftverk	Rapport fra Sweco Grøner med vurdering av ulike turbiner og slukeevne
	2009	Konsesjonssøknad til NVE	Slukeevne 160 m <sup>3</sup> /s, minstevannføring 10 m <sup>3</sup> /s snitt over hele året, effekt 11,4 MW
<b>Konsesjonsbehandling</b>	2010	Høring i regi av NVE	13 høringsuttalelser + innspill fra AEVK
	2014	NVEs innstilling	Krav om minstevannføring på 15 m <sup>3</sup> /s hele året
	2014	AEVK gjør en oppdatert vurdering av prosjektet	Nye lønnsomhetsvurderinger
	2015	AEVKs kommentarer til NVEs innstilling og planendring	AEVK foreslår nedjustert slukeevne til 135 m <sup>3</sup> /s og effekt 9,9 MVA
	2015	OED (ED) gir AEVK konsesjon	Vedlegg til Prop. 1 s (2016-2017)

2018	BP2-konseptvalg	Å Energis konsernstyre vedtar endelig konseptvalg
------	-----------------	---

*Tabell 1- Prosess fram til konseptvalg*

Vi ser fra tabellen at de to første fasene pågikk over en lang tidsperiode. I det følgende kommenterer jeg de viktigste hendelsene i tabellen ovenfor.

### I Samla plan (2005)

Ifølge informant 4 søkte AEVK i 2005 om unntak fra Samla-plan behandling for Fennefoss kraftverk. Samla plan for vassdrag var en ordning som var innført for å få til en samlet nasjonal forvaltning av landets vassdrag (Agder Energi, 2009). Samla plan innebar en systematisk gjennomgang av vannkraftprosjekter, sortert etter konfliktgrad, brukerinteressenter og økonomi. Bakgrunnen for AEVKs unntakssøknad var at grensen for prosjekter som skulle behandles i denne ordningen ble økt fra 1 MW<sup>9</sup> til 10 MW. Kraftverk med en årsproduksjon på mer enn 50 GWh var også omfattet av ordningen. Fennefoss var den gang planlagt med en installert effekt opp mot 10 MW og en produksjon over 50 GWh. Motivet for søknaden var å unngå forsinkelser i framdriften av prosjektet.

Kraftverket inngikk i selskapets 400-GWh-portefølje, en portefølje med potensielle utbyggingsprosjekter. Evje kraftverk ble omtalt i Samla plan fra 1984. Planen var å bygge ut fallet mellom Byglandsfjorden og Fennefossen. Under behandlingen av Samla plan i 1984 ble det ifølge informant 4 vurdert en minstevannføring på 15 m<sup>3</sup>/s om sommeren og 10 m<sup>3</sup>/s om vinteren. Informanten forklarer videre at kraftpotensialet estimert til ca. 50-60 GWh. Tekniske og økonomiske forhold tilsa at en optimal plassering av kraftstasjonen var på vestsiden av fossen. Man var likevel åpen for å plassere kraftverket på østsiden.

### II Forprosjekt Fennefoss kraftverk (2007)

AEVK fikk innvilget sin søknad om unntak fra Samla plan i mai 2006. Rådgivningsfirmaet Sweco Grøner (nå Sweco) ble engasjert i 2007 for å utrede alternative utbyggingsløsninger. AEVK hadde da blitt enige med Evje kommune om at videre planlegging skulle baseres på at kraftverket ble lagt på østsiden av fossen. Sweco Grøner la i sitt arbeid til grunn en

<sup>9</sup> Jeg har tidligere forklart begrepene VA (fotnote 1) og Wh (fotnote 6).  $MW = MVA \cdot \cos \varphi$ , hvor  $\cos \varphi =$  effektfaktor. Effektfaktor kan aldri være større enn 1 slik at  $MW < MVA$  (Rosvold, 2021). F.eks  $9.9 MVA \cdot 0,96 = 9,5 MW$

minstevannføring på 15 m<sup>3</sup>/s forbi kraftverket. Hovedalternativet var en løsning med to stk. kaplan-turbiner med slukeevne<sup>10</sup> 160 m<sup>3</sup>/s, men det ble også vurdert andre alternativer. Informant 3 påpeker at Kaplan-turbiner utnytter vannmengden godt, har god virkningsgrad, men krever en dyp byggegrøp som i sin tur medfører høye byggekostnader. Tabellen nedenfor viser hvilke alternativer som ble vurdert av Sweco.

Alternativene som Sweco Grøner så på, var enten to Kaplan-turbiner eller to rørturbiner. For hvert alternativ er det oppgitt slukeevne, installert effekt i MW, utbyggingskostnad i mill. kr og årsproduksjon (GWh). Det er deretter laget to nøkkeltall. Det første nøkkeltallet er utbyggingskostnad delt på årsproduksjon. Svaret blir et uttrykk som viser kr/kWh. Dette er et mye brukt nøkkeltall for å vurdere sammenhengen mellom investeringskostnad og produksjon. Det andre nøkkeltallet er beregnet ved å ta økningen i utbyggingskostnad ved å øke slukeevnen og dele på økningen i produksjon. Da får vi den gjennomsnittlige marginalkostnaden uttrykt i kr/kWh ved å øke den installerte effekten.

2 stk. Kaplanturbiner			GWh		Gj.sn. marginalkostnad Kr./kWh
135 m <sup>3</sup> /s	2 maskiner á 4,8 MW	kr. 199,6 mill.	/49,9	=kr. 4,00/kWh	8,12
150 m <sup>3</sup> /s	2 maskiner á 5,3 MW	kr. 213,4 mill.	/51,6	= kr. 4,14/kWh	7,86
160 m <sup>3</sup> /s	2 maskiner á 5,7 MW	kr. 224,4 mill.	/53,0	= kr. 4,23/kWh	20,50
190 m <sup>3</sup> /s	2 maskiner á 6,8. MW	kr. 257,2 mill	/54,6	= kr. 4,71/kWh	

Tabell 2 – Kaplanturbiner

Vi ser at den billigste løsningen med Kaplan-turbiner er 2 stk. turbiner med en installert effekt på 4,8 MW, til sammen 9,6 MW. Dette gir en utbyggingskostnad på 4 kr/kWh. Marginalkostnaden ved å øke installasjonen ligger i området ca. 8-20 kr/kWh.

2 stk rørturbiner:			GWh		Gj.sn. marginalkostnad Kr./kWh
135 m <sup>3</sup> /s	2 maskiner á 4,8 MW	kr. 181,0 mill.	/49,9	=kr. 3,63/kWh	9,29
150 m <sup>3</sup> /s	2 maskiner á 5,3 MW	kr. 196,8 mill.	/51,6	= kr. 3,81/kWh	7,57
160 m <sup>3</sup> /s	2 maskiner á 5,7 MW	kr. 207,4 mill.	/53,0	= kr. 3,91/kWh	19,75
190 m <sup>3</sup> /s	2 maskiner á 6,8. MW	kr. 239,0 mill	/54,6	= kr. 4,38/kWh	

Tabell 3 - Kaplanturbin

<sup>10</sup> Slukeevne er den maksimale vannføringen som turbinene i et vannkraft kan sluke

Tabell 3 viser at rørturbiner er noe billigere enn Kaplan-turbiner. Den billigste løsningen er 2 turbiner a 4,8 MW, som gir en utbyggingskostnad på 3,63 kr/kWh. Marginalkostnaden ved å øke installasjonen ligger mellom 9-20 kr/KWh.

Sweco anbefaler 2 stk. rørturbiner med en slukeevne på 135 m<sup>3</sup>/s. De konkluderer også med at det ikke vil være lønnsomt å øke slukeevnen ut over 160 m<sup>3</sup>/s.

### III Konesjonssøknad (2009)

En konsesjon defineres som en tillatelse gitt av offentlige myndigheter til utbygging av kraftprosjekter (NVE, 2021a). Dette systemet sørger for en grundig vurdering av byggeprosjektets virkninger, hvor konsesjon vanligvis skal gis dersom fordelene er større enn ulempene.

AEVK sendte i 2009 inn en konsesjonssøknad der kraftverket var planlagt med en installert effekt på 13 MVA og en slukeevne på 160 m<sup>3</sup>/s. Til tross for at Sweco konkluderte at 2 stk. rørturbiner med slukeevne på 135 m<sup>3</sup>/s var den billigste løsningen, valgte AEVK å legge til grunn 2 stk. Kaplan-turbiner i konsesjonssøknaden. Informant 4 forklarer at det er «...enklere å søke om en planendring for å redusere kraftverkets installerte effekt, enn å gjøre det motsatte». Kraftverket var beregnet til å produsere 56,5 GWh, hvorav ca. 60 % var vinterproduksjon. Selskapet foreslo en minstevannføring på 15 m<sup>3</sup>/s om sommeren og 6,4 m<sup>3</sup>/s om vinteren. I snitt over året utgjør dette 10 m<sup>3</sup>/s, noe som tilsvarer den alminnelige lavvannføringen i Otra ved Evje (Olje- og Energidepartementet, 2015, s.1881). Investeringskostnaden ble estimert til 215 mill. kr, som gir en utbyggingskostnad på 3,9 kr/kWh.

### IV Høring i regi av NVE (2010)

NVE sendte konsesjonssøknaden ut på høring i 2010, og det kom inn 13 høringsuttalelser. AEVK oppfordret både NVE og høringspartene om å vurdere nødvendigheten av minstevannføring om vinteren. Uten dette ville den årlige produksjonen kunne øke med ca. 2 GWh. Kommunen var negativ til dette (NVE 2014, s. 12). Selskapet opplyste at et krav om 15 m<sup>3</sup>/s kunne redusere sannsynligheten for realisering av prosjektet.

### V NVEs innstilling (2014)

NVE sendte sin innstilling til OED (ED) den 4. juni 2014, hvor de anbefalte at minstevannføringen bør være 15 m<sup>3</sup>/s gjennom Fennefoss kraftverk hele året. NVE vektla at

flere høringsparter ønsket dette. De ga selv uttrykk for at det er viktig at «fossen bevarer et visst fossepreg hele året» (NVE 2014, s 59). Direktoratet opplyser at dette gir et produksjonstap på 3 GWh i forhold til det AEVK søkte om.

#### VI AEVK gjør en oppdatert vurdering av prosjektet (2014)

I sin innstilling til OED (ED), foreslo NVE en vesentlig høyere minstevannføring enn det selskapet selv hadde foreslått. Som en følge av dette gjennomførte AEVK oppdaterte analyser av produksjons- og inntektsgrunnlaget for Fennefoss kraftverk med ulike slukeevne, gitt den innstilte minstevannføringen. Den økte minstevannføringen gjorde at selskapet ønsket å tilpasse kraftverket med en noe redusert slukeevne og lavere installert effekt. Selskapet arbeidet fram et kraftanlegg med to rørturbiner med en samlet slukeevne på 135 m<sup>3</sup>/s og en installert effekt på 9.900 kVA. Kraftanlegget var estimert til å koste 327 mill.kr og var på det tidspunktet forventet å kunne produsere 57,8 GWh. På dette tidspunktet var forventet nåverdi for dette alternativet 84 mill.kr.

Høsten 2014, omtrent samtidig med at selskapet optimaliserte kraftverket basert på nye krav til minstevannføring, foreslo regjeringen i forbindelse med fremleggelse av statsbudsjettet for 2015 å øke innslagspunktet for grunnrenteskatt fra 5.500 kVA til 10.000 kVA. Selskapet gjorde da en vurdering av hvordan lønnsomheten ville bli dersom selskapet måtte betale grunnrenteskatt, som i det konsesjonssøkte alternativet. I denne beregningen la de til grunn Sweco sin analyse fra 2007, som viste at det kostet ca. 1 mill. kr ekstra å øke installasjonen og slukeevnen med 1 m<sup>3</sup>/s. I tillegg var det gjort oppdaterte vurderinger av produksjonstallene og de viste at man kunne øke produksjonen med 2,4 GWh med en slukeevne som konsesjonsøkt (160 m<sup>3</sup>/s).

Det konsesjonssøkte alternativet med 13.000 kVA ville medføre at investeringskostnaden økte fra 327 mill. kr til 352 mill. kr, og produksjonen ville øke fra 57,8 GWh til 60,2 GWh. Dette alternativet ga en nåverdi rundt null. Marginalkostnaden på tilleggsinvesteringen var over 10 kr/GWh. I tillegg til kravet om økt minstevannføring, ga forslaget i statsbudsjettet derfor selskapet en ytterligere grunn til å nedskalere kraftverket.

#### VII AEVKs kommentarer til NVE sin innstilling og søknad om planendring (2015)

AEVK påpekte i sine kommentarer til NVE at et pålegg om minstevannføring på 15 m<sup>3</sup>/s hele året ville påvirke inntektsgrunnlaget og dermed reduserer mulighetene for realisering (OED

2015, s 1905). I mars 2015 søkte AEVK derfor om en såkalt planendring og en nedjustering av slukeevnen fra 160 m<sup>3</sup>/s til 135 m<sup>3</sup>/s, og en installert effekt fra 11,4 MW til ca. 9,5 MW. Dette tilsvarer en nedjustering av generatorytelse fra 13.000 kVA til 9.900 kVA (OED, 2016, s 1937).

#### VIII OED (ED) gir konsesjon (2015)

OED (ED) meddelte konsesjon for bygging av Fennefoss kraftverk den 11. Desember 2015. Departementet støttet NVEs krav om minstevannføring på 15 m<sup>3</sup>/s hele året og konstaterer at fordelene ved tiltaket er større enn ulempene (OED 2016, s 1947). Departementet kommenterer at regjeringens forslag i Statsbudsjettet for 2015 om at nedre grense for grunnrenteskatt økes til 10.000 kVA, vil medføre at kraftverket ikke vil betale grunnrenteskatt og at Evje og Hornnes kommune derfor ikke vil motta naturressursskatt.

#### IX B2 konseptvalg (2018)

Kostnadsestimatet som ble utarbeidet i 2014 viste at prosjektet ble dyrt å realisere. Utbyggingskostnaden var estimert til 327 mill. kr og ca. 5,5 kr/kWh. Selskapet ønsket å finne ut om det finnes mer kostnadseffektive løsninger og engasjerte en konsulent (Rein Husebø) til å komme med innspill til anleggsutforming og tekniske løsninger (redesigne kraftverket), i den hensikt å redusere utbyggingskostnadene. Husebø hadde tidligere vært leder i Småkraft AS, og er spesialist i vannkraftverk. Ifølge Eikeland (2024) fikk Husebø frie tøyler til å vurdere andre alternative løsninger enn de som AEVK hadde vurdert. Husebø (2017) anbefalte en løsning med reduserte aggregat-kostnader, samt enklere og mindre omfattende byggkonstruksjoner. Husebøs forslag innebar en halvering av kostnader fra 2014, og utbyggingskostnadene ble estimert til 163 mill. kr. og ca. 2,81 kr/kWh.

AEVK arbeidet videre Husebøs løsninger og landet til slutt på en mellomløsning. Aggregat-typene (Kaplan, Bulb, PIT/Open Bulb og Bevel Gear) ble vurdert for Fennefoss kraftverk ut ifra følgende hovedparametere: (1) teknologi, (2) drift- og vedlikehold, (3) tilgjengelighet, (4) kostnad og (5) leverandørmarked, med karaktersetning 1-3, der 1 er mest fordelaktig. Tabell 4 nedenfor viser hvordan de ulike aggregatene ble vurdert:



	Kaplan	Bulb	PIT	Bevel Gear
Teknologi – kjent	1	1	2	2
Drift- og vedlikehold - kostnad	2	2	2	2
Tilgang til roterende deler	1	3	1	1
Tilgjengelighet - oppetid	1	1	1	1
Kostnad EI/MEk pakke	3	2	2	2
Kostnad bygg	3	2	2	2
Kostnad montasje	3	2	2	1
Leverandørmarked - aktører	1	1	2	3
Leverandørkompetanse i Norge	1	2	2	2
Service mulighet i Norge	1	1	1	1

Tabell 4 – Ulike typer turbiner vurdert ut fra hovedparametere

På grunnlag av kriteriene knyttet til investering og drift og vedlikehold, samt teknologi og konkurransesituasjon på leverandørsiden, ble PIT/Open Bulb anbefalt som løsning for Fennefoss kraftverk. Dette er det som kalles for rørturbiner. Selskapet hadde, ifølge informant 4, lite erfaring med denne typen fra før av. Den største endringen sett i forhold til den konvensjonelle løsningen med Kaplan-turbiner, var byggetekniske forenklinger av kraftstasjonen. For eksempel ble det besluttet å bruke 3 stk. gummiluker for å sikre slipp av minstevannføring på 15m<sup>3</sup>/s, noe selskapet hadde begrenset erfaring med. Samtidig ble det besluttet å bygge et enklere kraftstasjonsbygg.

Forventet kostnadsestimat gikk fra 330 mill. kr (5,5 kr/kWh) på BP1 til 251 mill. kr (4,3 kr/kWh) på BP2. Dette tilsvarer en kostnadsreduksjon på omtrent 24%. Samtidig bemerker jeg at dette var en markant økning sammenlignet med Husebøs estimer (163 mill. kr og 2,81 kr/kWh).

## 9.0 Den tekniske fasen

Dette kapitlet gir en detaljert gjennomgang av deler av de tekniske beregningene som utgjorde det kvantitative grunnlaget for den formelle beslutningen om å bygge Fennefoss kraftverk som et småkraftverk. Analysen fokuserer derfor på analysene utført ved BP2. Innledningsvis i oppgaven begrenset jeg den tekniske fasen til å omhandle selskapets praksis for verdsettelse av investeringsprosjekter, samt estimering av avkastningskrav og investeringskostnader. I dette kapitlet utdyper jeg derfor hvordan selskapet gjennomførte disse prosessene. Beskrivelser av øvrige kontantstrømelementer faller utenfor oppgavens omfang, men er detaljert i vedlegg 1 for å gi leseren en helhetlig forståelse. Underlaget for denne gjennomgangen inkluderer intervjuer med informant 1 og Horn, samt tilgang til analysemodeller, styrenotat og diverse dokumentasjon.

## 9.1 Selskapets praksis for verdsettelse av investeringsprosjekter

Formålet med selskapets lønnsomhetsanalyser er å identifisere kostnads- og nyttevirkningene av ulike alternativer for å kunne vurdere investeringenes lønnsomhet. Disse sammenstilles i en kontantstrømmodell for å sammenlikne og summere virkningene som oppstår i ulike år, der kontantstrømmene omregnes til en nåverdi. Selskapet legger til grunn følgende prinsipper ved bruk av den diskonterte kontantstrømmodellen: Det skal benyttes forventningsverdier i analysen, og en hensiktsmessig analyseperiode skal fastsettes (normalt 100 år). Det skal videre benyttes et nominelt avkastningskrav (gitt av konsernstyret) etter skatt ved diskontering av nominelle kontantstrømmer etter skatt. Kontantstrømmene diskonteres med et risikojustert avkastningskrav, og selskapet dekomponerer ikke kontantstrømmene, slik som Finansdepartementet forutsetter (ref. kap. 4). Skattemessige avskrivninger skal hensyntas i henhold til gjeldende regelverk (skatteansvarlig skal rådføres), og særskilte effekter av avgifter skal vurderes og eventuelt inkluderes. Videre skal netto nåverdi, nåverdiindeks og internrente beregnes og dokumenteres i beslutningspunktsrapporten med vedlegg.

I et intervju forklarer informant 1 at nåverdien benyttes som vurderingskriterium når investeringer vurderes opp mot hverandre. Vedkommende utdyper videre at dersom det imidlertid oppstår kapitalbegrensninger, eller dersom ulike alternativer gir tilnærmet like nåverdier, blir nåverdiindeksen avgjørende for å bestemme hvilket prosjekt som skal prioriteres. Dette begrunnes med at tilnærmingen maksimerer verdiskapninger per investerte krone. Videre påpeker informanten at øvrige lønnsomhetsmål brukes som supplerende informasjon om den økonomiske helsen til prosjektet. Informanten forklarer:

*«Internrenten beregnes og brukes for å få innsikt i prosjektets avkastning. Mange synes dette er et enkelt og forståelig lønnsomhetsmål. Metoden brukes likevel ikke som beslutningsgrunnlag, da metoden ikke egner seg til å sammenligne lønnsomheten til ulike prosjekter. På samme måte er det interessant å beregne tilbakebetalingsmetoden for å se hvor lang tid det tar før investeringen går i null. Men det er supplerende informasjon og ikke avgjørende for beslutningen». Informant 2 legger til: “Det er utfordrende å benytte tilbakebetalingstid som et investeringskriterium. Dersom det er stor kapitalknapphet så kan det være en stor fordel å investere i prosjekter med kort tilbakebetalingstid slik at man kan sette kapitalen i sving på nye prosjekter”*

## 9.2 Selskapets praksis for å estimere avkastningskravet

I dette avsnittet viser jeg hvordan Å Energi fastsetter sine avkastningskrav som benyttes til lønnsomhetsvurderinger av vannkraftinvesteringer. Avsnittet er basert på data innhentet gjennom intervju, samt dokumenter tilsendt fra informant 2. Ifølge informant 2 brukte selskapet samme totalavkastningskrav i perioden fra andre kvartal 2016 til fjerde kvartal 2020, på 5 prosent. Vedkommende forklarer at det ble gjort en revurdering av nivået i 2018, men selskapet besluttet at det ikke var behov for endringer. I 2020 gjennomførte selskapet imidlertid nye vurderinger av avkastningskravet. I styrenotatet begrunnes dette med et «...urolig markedsbilde, endringene i rentemarkedene og skattesatser, samt oppdatert markedsinformasjon». Selv om fokuset er på avkastningskravet som ble anvendt i 2018, vil jeg likevel kommentere enkelte endringer selskapet innførte like etter at den endelige investeringsbeslutningen i Fennefoss ble vedtatt.

### Å Energis avkastningskrav til totalkapitalen

Selskapet benytter et avkastningskrav til totalkapitalen som baserer seg på CAPM og WACC. CAPM krever informasjon om risikofri rente, beta og markedsrisikopremie. Selskapet har ikke gjort egne kvantitative analyser av de forskjellige parameterne som inngår i kapitalverdimodellen. I stedet baserer disse seg på eksterne kilder og analyser. Kapitalstrukturen ved estimeringen av avkastningskravet tok utgangspunkt i markedsverdien av egenkapital og rentebærende gjeld til selskapene i konsernet, som var på henholdsvis 65 og 35 prosent.

Nedenfor følger en beskrivelse av de ulike komponentene som inngår i totalavkastningskravet. Denne redegjørelsen er basert på et intervju og e-postutvekslinger med informant 2, samt et styrenotat fra 2020.

#### **Risikofri rente**

Selskapet baserer den risikofrie renten i avkastningskravet på tiårige statsobligasjonsrenter, men utviser ifølge informant 2 en forsiktig tilnærming ved direkte anvendelse av disse rentene. Nedenfor presenteres en oversikt over den effektive renten på tiårige statsobligasjoner i perioden mellom 2000-2020. Figuren markerer rentenivåene i 2016 og 2018.

Historikk lange obligasjonsrenter 2000-2020



Figur 15- Lange obligasjonsrenter 2000-2020 (fra styrenotat)

I avkastningskravet for 2018 var det lagt til grunn en risikofri rente på 2,5 prosent. Dette tilsvarte en økning på 0,5 prosentpoeng sammenlignet med de langsiktige norske obligasjonsrentene. I styrenotatet skrives det at dette var basert på en konservativ tilnærming til rentenivået på langsiktige

statsobligasjoner. I 2020 ble det imidlertid gjort nye vurderinger av den risikofrie renten, som følge av et markant fall i rentenivåene siden den forrige vurderingen (i 2018). Det ble besluttet å legge til grunn en nominell risikofri rente før skatt på 1,75 prosent i 2020. Dette nivået var 0,25 prosentpoeng høyere sammenlignet med markedsrenten.

### Markedets risikopremie

Om markedets risikopremie skrives det i styrenotatet: «I PwC sine årlige undersøkelser av risikopremien i det norske markedet er det fortsatt 5% som det mest benyttede nivået på risikopremien. Denne har vært stabil på dette nivået i mange år. Analyser utført av Thore Johnsen og Norli konkluderer også med 5%». Videre konkluderer selskapet «Vi står fortsatt fast på tidligere anbefalinger om å holde risikopremien på 5%».

### Beta

I styrenotatet fremheves det at foreligger betydelige utfordringer knyttet til beregningen av investeringsbeta for selskapet: «Det finnes lite datagrunnlag for å vurdere investeringsbeta- og/eller egenkapitalbeta... Begrunnelsen for disse betaverdiene tones derfor ned i vurderingen». Selskapet benytter investeringsbetaer fra eksterne kilder og analyser for å fastsette en beta for vannkraftvirksomheten. Disse inkluderer analyser utført av konsulentfirmaer og akademikere basert på data fra børsnoterte internasjonale energiselskaper. Investeringsbetaen til vannkraftvirksomheten var satt til 0,6. Kildene som denne verdien baserer seg på er ikke spesifisert i styrenotatet.

Det gis kun en beskrivelse av investeringsbetaen i styrenotatet. Jeg må derfor selv beregne egenkapitalbetaen til selskapet. For å omgjøre investeringsbetaen til en egenkapitalbeta har jeg anvendt formel 8. Kapitalstrukturen i denne formelen baserer seg på markedsverdiene av egenkapital og gjeld, som nevnt ovenfor, utgjør henholdsvis 65 prosent og 35 prosent.

$$B_{EK} = 0,6 * \left( 1 + \left( \frac{0,35}{0,65} \right) (1 - 0,23) \right) \\ = 0,86$$

*Formel 10 – Egenkapitalbeta for Å Energi*

Beregningen gir en egenkapitalbeta for vannkraftvirksomheten på 0,86. Dette indikerer at selskapets avkastning er mindre volatil sammenlignet med markedsavkastningen. Dette betyr implisitt at selskapet har lavere systematisk risiko enn markedet.

## CAPM

Basert på informasjonen om risikofri rente, egenkapitalbeta og markedets risikopremie, beregnes egenkapitalkravet til Å Energi (etter skatt) ved følgende formel, jf. formel 4:

$$r_{EK} = 2,5\% * (1 - 23\%) + (0,86 * 5\%) \\ = 6,23\%$$

*Formel 11- Avkastningskrav til egenkapitalen for Å Energi*

Det teoretiske kravet til egenkapitalavkastningen vha. CAPM var beregnet til 6,23 prosent.

## Gjeldskostnad

Selskapets gjeldskostnad tar utgangspunkt i selskapets faktiske lånekostnader, som består av den risikofrie renten pluss en kredittpremie (påslag). Gjeldskostnaden ble fastsatt på følgende måte, jf. formel 5:

$$r_G = 2,5\% + 0,75\% \\ = 3,25\%$$

*Formel 12 – Gjeldskostnad for Å Energi*

Gjeldskostnaden ble dermed fastsatt til 3,25 prosent. Dette impliserer en gjeldsbeta på 0,15.

## WACC

Med utgangspunkt i den fremlagte informasjonen om egenkapitalkravet og gjeldskostnaden, utledes det teoretiske totalavkastningskravet etter skatt som følger, jf. formel 6.

$$WACC_{ES} = 6,23\% * 65\% + 3,25\% * 35\%(1 - 23\%) \\ = 4,93\%$$

Formel 13 – WACC for Å Energi

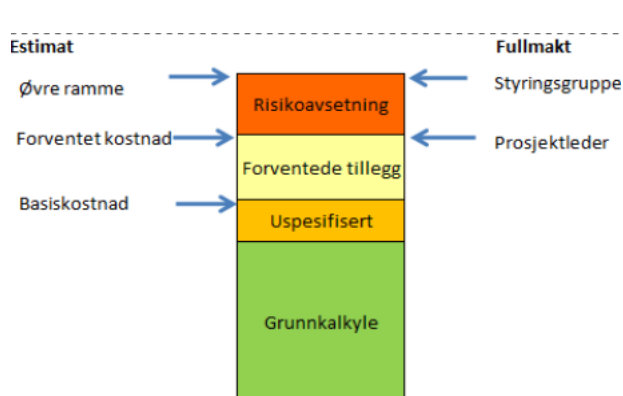
Det teoretiske totalavkastningskravet er beregnet til 4,93 prosent. Jeg opplyste imidlertid innledningsvis at selskapet benyttet et avkastningskrav på 5 prosent. I forhold til det teoretiske avkastningskravet ser vi derfor et mindre avvik på 0,07 prosentpoeng. De spesifikke årsakene til dette påslaget er ikke spesifisert, men i styresaken skrives det: «Vi bruker et nominelt avkastningskrav til totalkapitalen etter skatt. Dette fordrer at underliggende analyser må utarbeides med tilsvarende forutsetninger». Det poengteres videre: «CAPM har flere svakheter vi tar hensyn til i den endelige fastsettelsen av kravene. Blant annet forutsetter CAPM at vi har en veldiversifisert investor... Denne forutsetningen stemmer ikke helt overens med vår posisjon og tilsier et påslag i avkastningskravet». Videre forklares det at selskapet i den endelige fastsettelsen av avkastningskravet ser til eksterne aktørers vurderinger, kjente transaksjoner og vurderinger i fagmiljøene i konsernet.

### 9.3 Selskapets praksis for kostnadsestimering

Nedenfor følger en gjennomgang av Å Energis metode for å utarbeide et kostnadsestimat for investeringskostnader. Dette inkluderer en beskrivelse av selskapets tilnærming til oppbygging av kostnadsestimat og deres metode for usikkerhetsanalyse. Til slutt presenteres resultatene fra kostnadsestimeringen. Dette delkapittelet bygger på innsamlet data fra intervjuer med informant 1 og Horn, samt dokumenter tilsendt fra disse,

#### Oppbygging av estimat for investeringskostnaden

For å kunne lage gode kostnadsestimater av investeringskostnaden, er det nødvendig å ha en teknisk beskrivelse av alternativene og de ulike kostnadspostene/aktivitetene må være



Figur 16 – Oppbygging av kostnadsestimat

tilstrekkelig beskrevet slik at de kan tallfestes.

Figuren til venstre viser hvordan selskapet bygger opp kostnadsestimatet. Som vi ser består kostnadsestimatet av en grunnkalkyle, et påslag for uspesifisert, et forventet tillegg og en risikoavsetning. Modellen tar ifølge Horn, utgangspunkt i Finansdepartementet sin modell.

*Grunnkalkylen* er den viktigste delen av kostnadsestimatet. Det er et estimat som beskriver hvor mye det vil koste å bygge et kraftverk. Det er prosjektlederen som lager en grunnkalkyle for alternativene som skal vurderes. I grunnkalkylen inngår estimater for alle hovedkomponentene i kraftverket, dvs. turbin, generator, transformator, kontrollanlegg m.m. Kostnadsestimatet bygges opp med en struktur med delprosjekter som prosjektlederen finner hensiktsmessig. Ofte brukes det erfaringstall fra tidligere prosjekter. NVE utarbeider i tillegg kostnadsanalyser for hovedkomponentene, og dette kan også være et nyttig hjelpemiddel i tidlige faser i prosjektet.

Videre er *det uspesifiserte påslaget* et prosentvis påslag på grunnkalkylen. Basert på erfaring påpeker informant 1 at det ofte kommer kostnader som ikke er budsjettet, og forklarer videre at påslaget for uspesifiserte poster er høyere ved det første beslutningspunktet (BP1) enn ved det påfølgende beslutningspunkt. Typisk reduseres påslaget når det lages mer detaljerte budsjetter. Til sammen utgjør grunnkalkylen og påslaget for uspesifisert det som kalles basiskostnaden. Dette er prosjektets mest sannsynlige kostnad, uten tillegg for usikkerhet. Videre er kostnadsestimatet bygget opp ved at det legges til et påslag for forventede tillegg. Dette påslaget består av to elementer; *et forventet tillegg for estimatusikkerhet* og *et forventet tillegg for usikkerhetsfaktorer*. Det forventede tillegget for estimatusikkerhet skal dekke usikkerhet i oppgitte priser og mengder i grunnkalkylen, mens påslaget for usikkerhetsfaktorer er et påslag for eksterne og/eller interne faktorer som kan påvirke hele eller deler av prosjektet, som for eksempel marked, vær og klima, rammebetingelser, tekniske forhold og prosjektstyring (Horn, 2024).

Summen av grunnkalkylen, uspesifisert og forventede tillegg utgjør den forventede kostnaden og utgjør prosjektleders økonomiske ramme. Den øvre kostnadsrammen disponeres av prosjekteier, og prosjektleder må ifølge Horn søke om å bruke midler fra risikoavsetningen.

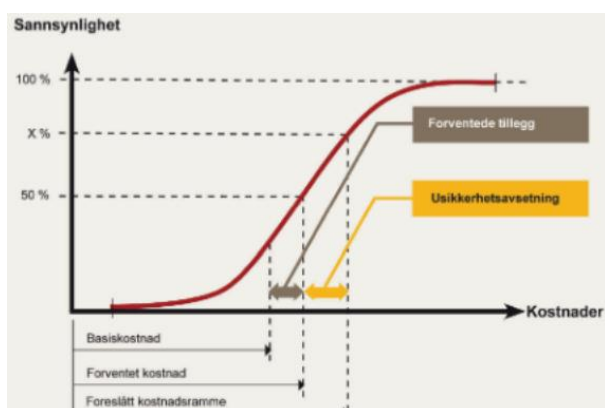
### **Usikkerhetsanalysen**

Når grunnkalkylen er utarbeidet, gjennomføres det en usikkerhetsanalyse. Hensikten med usikkerhetsanalysen er å identifisere, analysere og håndtere nedsiderisikoer og mulige oppsider i forhold til de ulike alternativene. Det gjennomføres typisk ett eller flere møter hvor ulike fagfolk deltar. Økonomifunksjonen er også med på usikkerhetsanalysen. Den innledende delen

av usikkerhetsanalysen fokuserer på en kvalitativ analyse, mens det i den andre delen gjennomføres en kvantitativ analyse.

I den kvalitative delen av usikkerhetsanalysen er målet å identifisere risikoer som kan påvirke kostnaden og lønnsomheten til prosjektet. Risikoene registreres i et risikoregister, og møtedeltakerne blir enige om beskrivelser av årsak, konsekvenser og mulige tiltak for å redusere risikoelementene. Usikkerhetene grupperes og det angis hvilken fase i eierstyringsmodellen hvor usikkerheten kan inntreffe (eks. driftsfasen). Når risikoene er gruppert og samlet i usikkerhetsfaktorer, gjennomføres det en scenarioanalyse hvor møtedeltakerne dokumenterer og beskriver forutsetningene for tre scenarioer: det mest sannsynlige scenarioet, et optimistisk scenario og et pessimistisk scenario (Horn, 2024).

Den neste fasen av usikkerhetsanalysen er den kvantitative usikkerhetsanalysen. I den kvantitative analysen tallfestes risikoen fra den kvalitative vurderingen. Først gjennomgås kostnadsestimatet og de forutsetningene det baserer seg på. Estimatusikkerheten for hvert delprosjekt<sup>11</sup> vurderes med utgangspunkt i en trekantfordeling, dvs. at tre forskjellige punkter langs sannsynlighetsfordelingen defineres: et optimistisk (P10), et forventet (P50) og et pessimistisk (P90) utfall. Et P50-estimat reflekterer eksempelvis at det er 50 prosent sannsynlighet for at kostnaden ikke blir høyere enn anslaget. På lignende måte blir scenarioene for usikkerhetsfaktorer kvantifisert. Dette gir en sannsynlighetskurve (S-kurve) for kostnaden, som er illustrert i figuren nedenfor.



Figur 17 – Sannsynlighetskurve for kostnadsestimat

På den vertikale akse fremgår sannsynlighetsverdiene, mens den horisontale akse viser kostnaden. Den røde kurven viser fordelingen av mulige kostnadsutfall. P50 defineres som det mest sannsynlige utfallet, dvs. den forventede kostnaden. Denne kostnaden inkluderer et forventet tillegg for estimatusikkerhet, ref. figur 16. Det er denne forventningsverdien som brukes som et

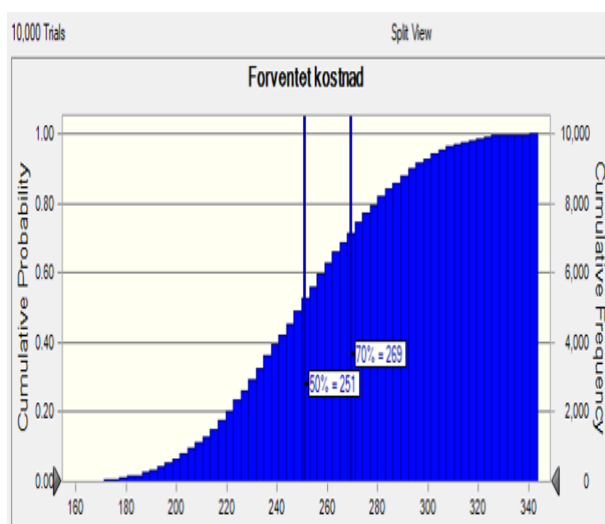
<sup>11</sup> Et delprosjekt representerer en spesifikk underdel av det overordnede prosjektet, som er isolert for en mer detaljert kostnadsestimering. Eksempler er inntaksdam, tilløpskanal, stasjon, utløpskanal osv.



estimat på investeringskostnaden i nåverdianalysen. P70-estimatet angir den totale kostnadsrammen (øvre ramme) for prosjektinvesteringen. Dette betyr at det er 70 prosent sannsynlighet for at kostnaden vil være *lik eller lavere* enn tilhørende verdi, og dermed 30 prosent sannsynlighet for at verdien kan bli *høyere*. Differansen mellom P50 og P70 utgjør usikkerhetsavsetningen, og det som er referert til som en risikoavsetning i figur 16.

### Resultatet fra kostnadsestimeringen

Selskapet bruker et simuleringsprogram, Crystal Ball, for å beregne usikkerheten i kostnadsestimatet. Dette er et program som utfører Monte-Carlo-simuleringer. For kraftverket med en installert effekt på 9.900 kVA fikk selskapet denne sannsynlighetskurven:



Figur 18 – Forventet kostnad for Fennefoss

Fra sannsynlighetskurven ser vi at den forventede investeringskostnaden (P50) ved B2 var 251 mill. kr i 2018-priser. Vi ser også at den øvre kostnadsrammen (P70) var 269 mill. kr i 2018-priser. Risikoavsetningen for investeringskostnaden var dermed 18 millioner kroner. Siden kraftverkets midlere årsproduksjon var beregnet til å være 58,8 GWh, ga dette P50-estimatet en forventet utbyggingskostnad på 4,27 kr/kWh.

Forventet investeringskostnad for kraftanlegget med installert effekt på 13.000 kVA (160 m<sup>3</sup>/s) var estimert til 281 mill. kr, dvs. 30 mill. kr mer enn alternativet med 9.900 kVA. Prisøkningen var basert på forventede marginalkostnader for økning i slukeevnen (ref. analysen fra Sweco i 2007) og de oppdaterte lønnsomhetsanalysene i 2014. Det ble ikke gjennomført usikkerhetsanalyser av dette alternativet. Med en forventet midlere årsproduksjon på 61,2 GWh gir dette en utbyggingskostnad på 4,59 kr/kWh.

## 9.4 Resultater fra investeringsanalysene ved BP2

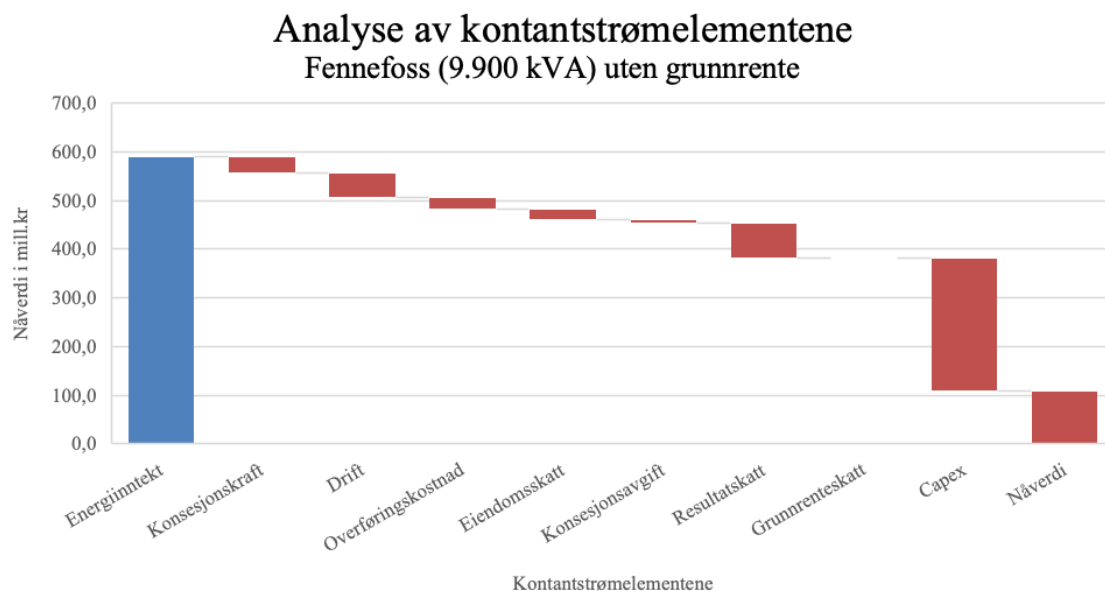
I dette avsnittet presenterer jeg resultatene fra investeringsanalysene av Fennefoss kraftverk. Avsnittet er basert på tilsendte Excel-modeller (analysemodeller). Til nå har jeg redegjort for kostnadsestimatene og avkastningskravet. Beskrivelser av øvrige kontantstrømelementer er

beskrevet i vedlegg 1, og forutsetningene for de første tolv årene (av hensyn til plassbegrensninger) er presentert i vedlegg 2. Først viser jeg resultatene fra nåverdiberegningene, før jeg deretter presenterer de øvrige lønnsomhetsmålene. Denne resultatpresentasjonen er viktig for å understøtte valg av prosjektkonsept, og for å svare på oppgavens sekundære forskningsspørsmål: «*Hvilken betydning hadde grunnrenteskatten på beslutningen om å bygge Fennefoss kraftverk som et småkraftverk?*»

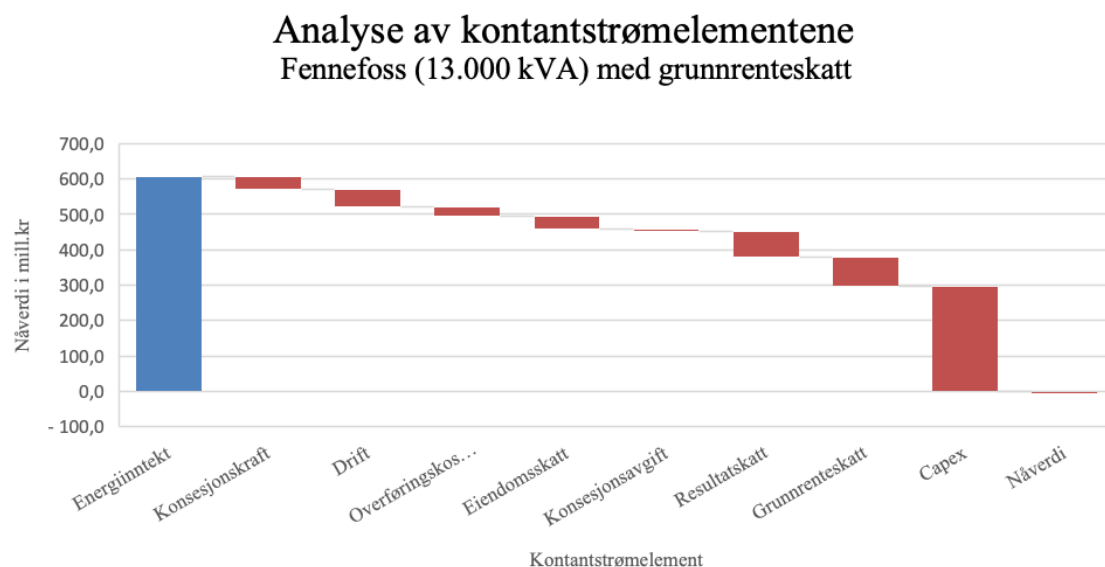
#### 9.4.1 Nåverdi

Nåverdien til investeringen i Fennefoss kraftverk med en installert effekt på 9.900 kVA og 13.000 kVA på BP2 var henholdsvis 108 mill.kr og -1,5 mill.kr (se vedlegg 2). For å tydeliggjøre hvordan kontantstrømsenelementene påvirker dette lønnsomhetsmålet, vil jeg nedenfor presentere et fossefallsdiagram for hvert av de to alternativene. Den vertikale akse angir nåverdien, uttrykt i mill.kr, av de respektive kontantstrømsenelementene som er fremstilt på den horisontale akse. Se vedlegg 2 for beskrivelser av kontantstrømsenelementene. Hensikten med diagrammet er å vise hvordan hvert enkelt kontantstrømsenelement påvirker nåverdien, og å vise forskjellene i lønnsomheten mellom de to alternativene.

Kraftsalget på Nord Pool og salget av elsertifikater utgjør til sammen energiinntektene. Konesjonskraften er også en inntekt, men regnes som en mindreinntekt. Konesjonskraften vises derfor som en kostnad i diagrammet nedenfor. De øvrige kontantstrømsenelementene er drifts- og vedlikeholdskostnad, innmatingskostnad, eiendomsskatt, konesjonsavgift, selskapsskatt, grunnrenteskatt, samt investeringskostnaden (capex) som inkluderer aktiverte reinvesteringer. Dette summeres til slutt til investeringens nåverdi, som er representert ved den ytterste stolpen helt til høyre i diagrammet.

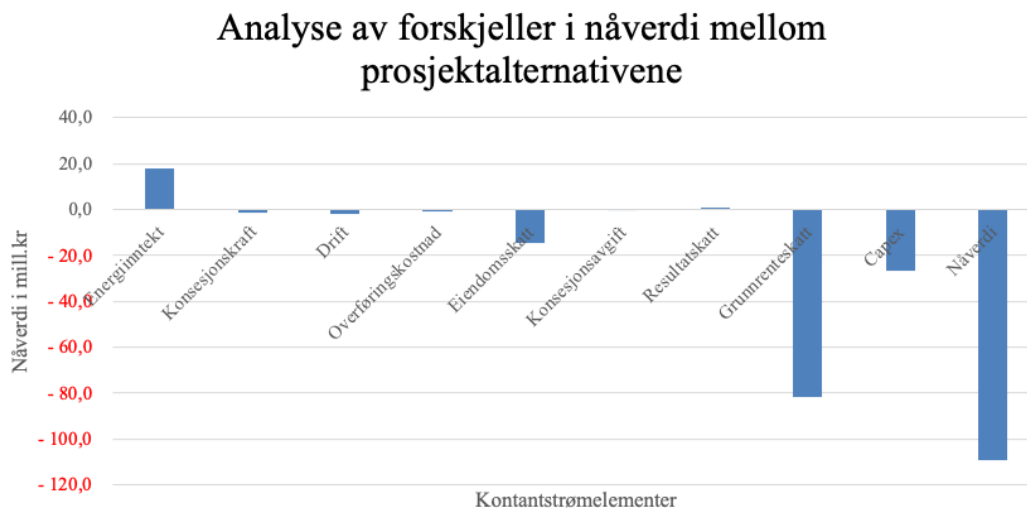


Figur 19 – Resultat for Fennefoss kraftverk (9,9 MVA)



Figur 20 – Resultat for Fennefoss kraftverk (13 MVA)

Figurene ovenfor viser tydelig at energiinntektene, skattene og avgiftene, samt investeringskostnaden er de elementene som har størst innvirkning på kraftverkets lønnsomhet (nåverdi). For å illustrere forskjellene i nåverdi mellom de to ulike alternativene, har jeg laget et ytterligere diagram som viser forskjellene i kontantstrømelementenes nåverdi i alternativene. Stolpediagrammet er laget slik at verdier over null-linjen indikerer en positiv forskjell for alternativet med 13.000 kVA.



Figur 21 – Forskjeller i nåverdi mellom kraftverkene

På grunn av forskjellen i midlere årsproduksjon på 2,4 GWh, vil kraftverket med en installert effekt på 13.000 kVA oppnå noe høyere energiinntekter. Øvrige kostnader er imidlertid høyere for det større kraftverket. En økt installert produksjonskapasitet krever et høyere kapitalutlegg, noe som forklarer den høyere investeringskostnaden for det store kraftverket. Videre ser vi mindre variasjoner i konesjonskraft, drifts- og vedlikeholdskostnader, innmatingskostnader, konesjonsavgifter og selskapskatt mellom de to alternativene. Til tross for den beskjedne forskjellen i produksjonsgrunnlaget, ser vi at det er til dels betydelige forskjeller i eiendomsskatten og grunnrenteskatten. Disse forskjellene skyldes ulike skatteregler for kraftverk av ulik størrelse (ref. henholdsvis vedlegg 1 og kap 4).

#### 9.4.2 Øvrige lønnsomhetsmål

Som tidligere beskrevet beregner selskapet i tillegg til nåverdi, investeringens nåverdiindeks, internrente etter skatt, enkel tilbakebetalingstid og diskontert tilbakebetalingstid. I tabellen nedenfor har jeg oppsummert disse lønnsomhetsmålene til investeringene.

		Installert effekt på 9,9 MVA	Installert effekt på 13 MVA
Nåverdi	Mill.kr.	108	-1,5
Nåverdiindeks	%	40	-1
Internrente etter skatt	%	6,5	4,98
Tradisjonell tilbakebetalingstid	År	18	22
Diskontert tilbakebetalingstid	År	39	>100

Tabell 5- Lønnsomhetsmål for Fennefoss kraftverk

Vi observerer at kraftverket med installert effekt på 9.900 kVA trumfer det større alternativet på samtlige lønnsomhetsmål.

## Del 3: Drøfting

I denne delen av oppgaven vil gjennomgangen av Å Energis prosjektlønnsomhetsanalyse evalueres i lys av den teoretiske som er fremlagt i teoridelen. Forskningsspørsmålene vil drøftes og vurderes. Disse er «*I hvilken grad samsvarte Å Energis praksis for analyse av prosjektlønnsomhet av Fennefoss kraftverk med teori om lønnsomme investeringsbeslutninger?*» og «*Hvilken betydning hadde grunnrenteskatten og dens nedre grense på beslutningen om å bygge Fennefoss kraftverk som et småkraftverk?*»

### 10.0 Den kreative fasen.

I dette kapittelet foretar jeg en vurdering av prosessen som ledet frem til konseptvalget. Å Energi har som hovedmålsetting å maksimere eiernes profitt. Dette utgjør derfor et overordnet kriterium for valg av konsept for investeringen. Mine vurderinger tar utgangspunkt i det teoretiske rammeverket som ble introdusert i kapittel 5. Dette innebærer at jeg evaluerer konseptvalget med utgangspunkt i figur 11, dvs. hvordan selskapet utviklet alternative konsepter og selskapet tok tilstrekkelig hensyn til og vurderte følgende:

1. Mulighetsrommet- fra ideer til konsepter
2. Krav og kriterier for valg av alternativer
3. Eksterne krav (rammebetingelser) som skatter og konsesjonsvilkår
4. Interne krav i henhold til eierstyringsmodellen, dokumentasjon og beslutninger.

#### **Mulighetsrommet**

Selskapet hadde arbeidet frem en portefølje med potensielle utbyggingsmuligheter; den såkalte 400-GWh porteføljen. Dette var en kreativ prosess hvor potensialet for ytterligere kraftutbygging i vassdragene selskapet opererte i, ble nøye vurdert. Evje kraftverk var en del av denne porteføljen og kraftverket skulle utnytte fallet mellom Byglandsfjord og Fennefossen i Evje kommune. Til tross for at Otra-vassdraget allerede er betydelig utbygd med mange kraftverk, ble det likevel identifisert to realistiske utbyggingsalternativer. Alt 1) Det ble vurdert

å bygge ett stort kraftverk som kunne produsere om lag 188 GWh, eller alt. 2) to kraftstasjoner (Fennefoss kraftverk og Syrtveit kraftverk) som til sammen kunne produsere 143 GWh. I alternativ 2 ville tre mindre fossefall ikke bli utnyttet (NVE, 2014, s.41). Selv om det store kraftverket kunne produsere mer kraft, hadde det en betydelig høyere utbyggingskostnad sammenlignet med alternativet med to kraftstasjoner. Marginalkostnaden for den økte produksjonen i alternativ 1 var på hele 6,04 kr/kWh (NVE, 2014, s.42). Selskapets beslutning om å bygge to separate kraftverk synes å være en rasjonell avgjørelse.

Basert på tilgjengelig informasjon, er det min vurdering at selskapet aktivt har søkt etter ulike muligheter for å øke sin kraftproduksjon. Dette initiativet var også i tråd med politiske signaler som ble gitt på dette tidspunktet. I Soria Moria erklæringen, plattformen for regjeringssamarbeidet mellom AP, SV og SP for perioden 2005-2009, står det at *“Tiden for de nye store vannkraftutbyggingene er over...Eksisterende vannkraftstruktur må utnyttes bedre, og bruken av små-, mini- og mikrokraftverk må økes.”* (Soria Moria, 2005, s.57)

### **Krav og kriterier for valg av alternativer**

I kapittel 5 forklarte jeg at det er nødvendig å definere krav og kriterier som de ulike alternativene må tilfredsstillere, før et alternativ kan velges. Denne defineringen er avgjørende for å identifisere det beste utbyggingsalternativet.

Etter at selskapet fikk innvilget unntak fra Samla plan i 2006, iverksatte selskapet i 2007 en vurdering av alternative løsninger for Fennefoss kraftverk. Dette ble beskrevet i kapittel 9. Denne evalueringen omfattet to ulike typer turbiner, kaplan- og rørturbiner, og varierende slukeevne fra 135 til 190 m<sup>3</sup>/s. Kriteriene for valg mellom disse alternativene var optimalisering av investeringskostnad og energiproduksjon, uttrykt i kroner per kilowatttime (kr/kWh). Etter BP1-beslutning gjennomførte selskapet ytterligere og mer detaljerte vurderinger av ulike konsepter. Turbinløsningene ble grundigere evaluert basert på flere parametere, inkludert teknologi, drifts- og vedlikeholdskostnad, tilgjengelighet, komponentkostnader og leverandørmarkedet (se kap 8.2). Rein Husebø, en ekspert på småkraftverk, ble engasjert for å vurdere ulike utbyggingsmuligheter. Husebø utfordret og var tydelig i sin rapport fra 2017 at *“Et kraftverk på under 10 MVA bør organiseres og bygges som et småkraftverk. De forenklingene som er lagt inn gjør gjennomføringen mer enkel enn den tradisjonelle designen som lå til grunn i konsesjonssøknaden. Dermed blir byggeprosessen*

*enkler og mindre kompleks*”. Han foreslo et enklere teknisk og byggmessig kraftverk som kunne halvere selskapets opprinnelige kostnadsestimater. Selv om selskapet ikke valgte å iverksette konsulentens forslag fullt ut, fulgte selskapet likevel opp enkelte av Husebøs forslag om enklere byggkonstruksjoner.

Jeg oppfatter at kraftprodusenten gjennomfører grundige vurderinger av alternative utbyggingsprosjekter og at selskapet arbeidet med grunnlag i klart definerte krav og kriterier. Dette ble spesielt tydelig da småkrafteksperten ble engasjert, og fremmet en kostnadseffektiv og tilsynelatende god løsning. Under intervjuene mine noterte jeg meg en utbredt skepsis til Husebøs forslag. Dette kommer også til uttrykk i styresaken, hvor det står følgende om risikofaktorer i prosjektet: *“Vi har bygd få slike småkraftanlegg og gjennomføringsmodellene våre er tilpasset større utbygginger”*. Jeg har samtidig observert at risikoregisteret, som ble utarbeidet i forbindelse med usikkerhetsanalysen av investeringskostnaden, inneholder flere usikkerheter knyttet til Husebøs forenklede utbyggingsløsning (se vedlegg 6). Etter min mening kan selskapets skepsis til Husebøs forslag skyldes at selskapet stiller strenge kvalitetskrav til sine utbyggingsprosjekter. Som informant 3 understreker i et intervju med meg: *“Vi har kraftstasjoner som har vært i drift i over 100 år”*. Lang levetid på anleggene tilsier at det bør stilles strenge kvalitetskrav til kraftanlegget. På den annen side kan skepsisen også skyldes at selskapet har en tendens til å legge for stor vekt på trygge, tradisjonelle, men ofte kostbare løsninger.

### **Eksterne krav**

En kraftprodusent må hensynta en rekke rammebetingelser og overordnede krav i en investeringsbeslutning. Dette omfatter blant annet strenge miljøkrav og ivaretagelse av nærmiljøet. Disse kravene blir nøye vurdert og hensyntatt i konsesjonssøknaden. Videre må kraftprodusenten forholde seg til en rekke andre offentlige rammebetingelser som kan påvirke utformingen av kraftverket. I denne oppgaven evaluerer jeg betydningen av grunnrenteskattens innretning på konseptvalget.

Fennefoss kraftverk var i den første fasen (idéfasen), i utgangspunktet planlagt med en installert effekt på 13.000 kVA. I tidsrommet 2007-2014 var den nedre grensen for grunnrenteskatt 5.500 kVA. Kraftverket ble derfor planlagt og dimensjonert under en forutsetning om at det ville være omfattet av reglene om grunnrenteskatt. Etter å ha mottatt NVE sin innstilling om økt

minstevannføring gjennom kraftverket, foretok kraftprodusenten en ny vurdering av kraftverkets slukeevne og installerte effekt. Et økt minstevannslipp ville føre til produksjonstap. Selskapet foretok derfor nye vurderinger av kraftverkets dimensjoner. Alternativene som ble vurdert inkluderte et kraftverk med en installert effekt på 13.000 kVA, samt et mindre kraftverk med en installert effekt på 9.900 kVA. Basert på oppdaterte produksjons- og kostnadsdata ble det estimert at forskjellene i produksjon og investeringskostnad mellom disse to alternativene var henholdsvis 2,4 GWh og 25 millioner kroner. Å øke installasjonseffekten fra 9.900 til 13.000 kVA ville derfor medføre en marginalkostnad på hele 10,4 kr/kWh. Selskapets konsesjonsansvarlige skriver i et internt notat fra 2014 at *“For Fennefoss kraftverk bør slukeevnen justeres ned til ca. 130-133 m<sup>3</sup>/s slik at generatorytelsen kommer i underkant av 10 000 kVA”*

Omtrent samtidig kom det frem i statsbudsjettet om 2015 at regjeringen foreslo å heve den nedre grensen for grunnrenteskatt fra 5.500 kVA til 10.000 kVA. Selskapet søkte på denne bakgrunn om en planendring for å kunne redusere den installerte effekten til 9.900 kVA. Dersom søknaden ble innvilget, ville prosjektet ikke bli omfattet av grunnrentebeskatning.

Nedskaleringen av slukeevnen i kraftverket synes å være påvirket av både kravet til minstevannføring og innslagspunktet for grunnrenteskatt. Kraftselskapet har tilpasset seg til eksterne krav og rammebetingelser. Olje- og Energidepartementet (ED)(2016) aksepterte selskapets vurderinger og konkluderte med følgende i konsesjonsutdeling: *“Departementet har etter en samlet vurdering kommet frem til at fordelene ved tiltaket er større enn ulempene for allmenne og private interesser... At effekten og slukeevnen i kraftverket reduseres med den omsøkte planendringen medfører en noe dårligere ressursutnyttelsen enn opprinnelig omsøkt prosjekt. Ettersom produksjonen likevel opprettholdes, anser departementet at fordelene ved prosjektet fortsatt er større enn ulempene.”* Selskapet søkte om planendring i mars 2015 og fikk konsesjon i desember 2015.

### **Interne krav**

I kapittel 9 beskrev jeg eierstyringsmodellen til Å Energi. Det fremkommer at det for hvert beslutningspunkt er spesifikke krav til analyser og tilhørende dokumentasjon. For å svare på oppgavens problemstilling har jeg primært hatt behov for dokumentasjon knyttet til de to første beslutningspunktene. Mine erfaringer er at beslutningen om forprosjekt (BP1-beslutningen) er



utilstrekkelig dokumentert. Det har vært til dels utfordrende å få tilgang til dokumentasjonen for enkelte avklaringer i denne fasen. Dette gjelder særlig dokumentasjon av beslutninger relatert til nedskaleringen av kraftverkets slukeevne, som var en sentral og avgjørende forutsetning for valg av konsept. Dette kan skyldes at kravene til BP1-beslutningen har vært uklare og at det kan være årsaken til slike mangler.

Videre er ikke beslutningsgrunnlaget dokumentert i et samlet dokument. Dette er et tydelig krav i eierstyringsmodellen. I malen for BP1-rapporter er det spesifisert at rapporten skal inneholde et sammendrag med “... en beskrivelse av gjennomførte analyser. Resultater fra utførte analyser oppsummeres og det gis en klar anbefaling om valg av konsept”. Rapporten skal også gi en “beskrivelse av overordnede rammebetingelser.. Eksempelvis konsesjonsvilkår...” Det er heller ikke utarbeidet egne beslutningsrapporter for de øvrige beslutningspunktene. God dokumentasjon av beslutninger er en viktig del av et internkontrollsystem. En beslutningsrapport bør dokumentere de underliggende analysene og vurderingene som beslutningen bygger på. Dette bidrar til å øke kvaliteten på internkontrollen, legge til rette for læring og vil samtidig bidra til å bygge tillit til og transparens rundt beslutningsprosessen.

BP1-beslutningen ble ikke styrebehandlet. Det fremstår som uklart for meg om styrebehandling er nødvendig for en beslutning om et forprosjekt, og det er mulig at dette ikke har vært et krav i selskapets eierstyringsmodell. Det var likevel en viktig beslutning i prosjektet, som kanskje burde vært diskutert i styret. Vurderingen synes å være at beslutningen var selvsagt eller enkel og at det ikke var behov for å involvere styret. Det kan kanskje også argumenteres for at valget av turbin og slukeevne ikke er noe styret trenger å forholde seg til. BP2 ble derimot styrebehandlet i desember 2018 og dette er fast innarbeidet praksis i selskapet. På dette tidspunktet hadde selskapet konsesjon på småkraftverket og vi kan si at konsernstyret gjorde en formell bekreftelse av konseptvalget som ble tatt av administrasjonen ved BP1.

Jeg mener selskapet bør gjennomgå rutinene og avklare hvilke saker som skal fremlegges for styret. Min vurdering er at dette burde gjelde beslutninger som kan påvirke selskapets strategi og omdømme. Et eksempel på dette kan være beslutninger om hvilke alternativer som det bør søkes konsesjon for.

## Konklusjon

Jeg oppfatter at selskapet gjennomførte en hensiktsmessig evaluering av alternative utbygginger, men at prosessen frem mot et endelig konseptvalg kunne vært bedre dokumentert.

Selskapet hadde opprinnelig planlagt å bygge et kraftverk som ville være omfattet av grunnrenteskatt, men optimaliserte senere kraftverkets installerte effekt basert på forutsetninger om minstevannføring, slukeevne, investeringskostnad og kraftproduksjon. Det var NVE sin innstilling om økt minstevannføring som var den utløsende årsaken til at selskapet valgte å nedskalere kraftverket. I styresaken til BP2 står det at *“Med bakgrunn i NVEs innstilling i 2014, ble det tatt en ny gjennomgang av slukeevne og resultatet ble en søknad om redusert slukeevne til 135 m<sup>3</sup>/s og generatorytelse på 9,9 MVA. OED gav i 2015 konsesjon til å bygge Fennefoss kraftverk på grunnlag av dette”*. At den nedre grensen for grunnrenteskatt samtidig ble økt til 10.000 kVA, gjorde at kraftprodusenten hadde ytterligere et argument for å nedskalere. Som vi har sett tidligere, så hadde dette stor betydning på prosjektlønnsomheten. Det er min vurdering at selskapet ikke kunne komme til en annen beslutning enn å nedskalere kraftverket.

Gjennomgangen av den kreative fasen viser at prosjektet ikke har overholdt alle kravene som eierstyringsmodellen stiller. Dokumentasjonen er til dels mangelfull og bør forbedres. Videre bør selskapet tydeliggjøre hvilke beslutninger som skal fremlegges for styret. Min anbefaling er at dette bør være saker og avgjørelser som kan påvirke selskapets strategi og omdømme.

## 11.0 Den tekniske fasen

I dette kapitlet analyserer jeg investeringsanalysene som er presentert i kapittel 9 og undersøker i hvilken grad selskapets praksis for prosjektanalyse samsvarer med det teoretiske rammeverket som er beskrevet i teoridelen. Analysen innledes med en evaluering av verdsettelsesmetoden selskapet brukte for å tallfeste lønnsomheten til de ulike alternativene, etterfulgt av en vurdering av avkastningskravet og estimatet for investeringskostnaden.

### 11.1 Diskontert kontantstrømmodell

I dette underkapitlet analyserer jeg selskapets tilnærminger til å analysere lønnsomheten av investeringsprosjektene. Jeg har tidligere påpekt at selskapets overordnede mål er å maksimere verdiskapningen for sine aksjonærer. Dette utgjør derfor et overordnet kriterium for

beslutningstaking. Selskapet sammenstiller prosjekters kostnads- og nyttevirkninger i en kontantstrømmodell (nåverdmodellen). Modellen er den mest omtalte metoden i investeringslitteratur og mest anvendt i praksis, og må derfor anses som beste praksis.

### **Delkontantstrømdiskontering**

Prosjektets kontantstrømmer behandles samlet og diskonteres med et risikostjustert avkastningskrav. I kapittel 4 har jeg beskrevet uenigheten om verdsettelse av skattefradrag mellom Sanderud-utvalget (NOU 2019: 16) og Finansdepartementet på den ene siden og kraftprodusentene på den andre siden. Uenighetene handler i stor grad om motstridende syn når det gjelder risikoen forbundet med skattefradragene i grunnrenteskatten bestående av avskrivninger og friinntekt. Sanderud-utvalget (NOU 2019:16) hevder at skattefradragene representerer sikre kontantstrømmer, og argumenterer for at disse kontantstrømmene derfor bør diskonteres med risikofri rente. Kraftselskapene betrakter derimot ikke skattefradragene som sikre kontantstrømmer. Informant 1 uttaler: *“Skattefradragene er utsatt for regulatorisk risiko. Det finnes ikke garantier mot fremtidige endringer i skattesatser eller beregningsmetoder som kan påvirke skattefradragene en gang i fremtiden.”* På grunnlag av dette foretar ikke selskapet en dekomponering av kontantstrømmene i usikre og sikre delkontantstrømmer, slik som Finansdepartementet anbefaler.

Denne uenigheten fører til utfordringer når det gjelder bruken av den diskonterte kontantstrømmodellen. Slik grunnrenteskatten og friinntekten var utformet på beslutningstidspunktet, forutsetter skattesystemet at kraftprodusentene dekomponerer kontantstrømmene sine. Dette har jeg vist at kraftselskapet ikke gjør. Selskapet neddiskonterer skattefradraget med et risikostjustert avkastningskrav, noe som fører til at friinntekten blir diskontert med et for høyt avkastningskrav. Som en følge av dette undervurderer kraftprodusenten friinntekten, og investeringer som er lønnsomme før skatt kan vise seg å være ulønnsomme etter skatt. Informant 1 understreker at: *“friinntekten skjermer ikke normalavkastningen slik den skal.”*

### **Verdsettelsesmetode**

Selskapet anvender nåverdimetoden som sin primære verdsettelsesmetode. Når prosjekter vurderes opp mot hverandre, brukes netto nåverdi normalt som vurderingskriterium. Denne tilnærmingen er i overensstemmelse med presentert teori hevder at eiernes formue maksimeres

dersom selskapet benytter nåverdi som vurderingskriteriet mellom ulike prosjekter. I tråd med teori maksimerer Å Energi eiernes verdier ved å velge prosjektet med den høyeste nåverdien. Videre brukes nåverdiindeksen som avgjørende kriterium dersom selskapet har kapitalrammer eller når to investeringer har lik nåverdi, noe som også understøttes av litteratur som en effektiv måte å maksimere verdiskapningen per investerte krone. Dette optimaliserer ressursutnyttelsen i virksomheten.

Som det fremgår av kapittel 9, beregner selskapet tre ytterligere lønnsomhetsmål. Selskapet velger bevisst å ikke basere sine beslutninger på verken internrentemetoden eller tilbakebetalingsmetoden. Disse metodene har anerkjente begrensninger; internrenten kan være utfordrende å tolke og uttrykker kun relativ lønnsomhet, og både den enkle og diskonterte tilbakebetalingsmetoden har flere svakheter. Til tross for disse svakhetene, beregner selskapet likevel disse nøkkeltallene for å få frem tilleggsinformasjon om investeringene.

## 11.2 Analyse av selskapets praksis for estimering av investeringskostnad

Investeringsbeslutninger i vannkraft blir tatt under usikkerhet og begrenset informasjon. Slike investeringer krever betydelige kapitalutlegg som kan strekke seg over flere år. Utfallsrommet for investeringskostnaden bidrar også til denne usikkerhet. Denne iboende usikkerheten i kostnadsestimatet gjør det utfordrende å forutsi hvilken lønnsomhet prosjektet vil generere.

Vannkraftinvesteringer gir opphav til kontantstrømmer i en lang tidsperiode (100 år). Investeringsutbetalingene kommer tidlig i analyseperioden, og investeringskostnaden har dermed stor innvirkning på estimeringen av nåverdien. Nøyaktig kostnadsestimering er dermed avgjørende for prosjektlønnsomhet. Nedenfor evaluerer jeg selskapets metodikk for kostnadsestimering, med utgangspunkt i det teoretiske rammeverket presentert i teoridelen. Eventuelle avvik fra det teoretiske fundamentet kan føre til at selskaper enten overvurderer eller undervurderer investeringskostnaden. En undervurdering av investeringskostnaden kan føre til en overestimering av prosjektets lønnsomhet og resultere i kostnadsoverskridelser. På den andre siden kan overvurdering av kostnadsestimatet medføre at for mye kapital blir reservert i prosjektet. Med kapitalrammer kan dette utelukke andre lønnsomme prosjekter fra porteføljen. Evalueringen av selskapets praksis for estimering av investeringskostnad baseres på hvor godt selskapet oppfyller følgende kriterier:

- 1) Oppbygging av investeringsestimater
- 2) Stokastisk uavhengighet
- 3) Estimeringsarbeidet.

## Oppbygging av kostnadsestimatet og stokastisk uavhengighet

Selskapet har en standardisert modell for hvordan kostnadsestimatet skal bygges opp. Denne består av en grunnkalkyle, påslagsposter (uspesifisert) og til slutt et påslag for usikkerhet. Påslag for usikkerheter er delt i to, og består av det man kaller estimatusikkerhet og usikkerhetsfaktorer. Modellen er i stor grad sammenfallende med det Drevland (2013) beskriver som beste praksis. Drevland (2013) beskriver i tillegg hendelsesposter, dvs. usikkerhet knyttet til at det inntreffer enkelthendelser som kan påvirke investeringsestimater, noe selskapet ikke brukte i usikkerhetsanalysen på Fennefoss kraftverk.

Drevland (2013) understreker viktigheten av at kostnadsestimatet bygges opp på en slik måte at det ivaretar kravet til stokastisk uavhengighet. Han påpeker at dette er en grunnleggende forutsetning når man jobber med usikre størrelser. I min analyse av kostnadsestimeringsmetodene observerte jeg et avvik fra det teoretiske rammeverket til Drevland (2013) vedrørende kravet til stokastisk uavhengighet. Som beskrevet i kapittel 9, er det prosjektlederen i selskapet som utarbeider grunnkalkylen og definerer de ulike delprosjektene som inngår i denne. Kalkylestrukturen baserer seg dermed på hva prosjektlederen anser som en hensiktsmessig inndeling. For Fennefoss kraftverk er derfor kalkylen bygget opp rundt hovedkomponentene i kraftverket. Tabellen nedenfor viser et eksempel på grunnkalkyle for et av delprosjektene (tilløpskanal).

Tilløpskanal						
Delelement	Enhet	Mengde	Enhetspris (NOK)	Kostnad (MNOK)	Forutsetninger	
Sprengning/graving fra 0-3m	m3	10 380	180	1,9	Multiconsult 2017	
Sprengning/graving fra 3-6m	m3	5 600	270	1,5	Multiconsult 2017	
Sprengning/graving fra 6m	m3	5 320	405	2,2	Multiconsult 2017	
Rensking av bergflate	m2	1 680	110	0,2	Multiconsult 2017	
Sikring/bolter	Stk	700	1 000	0,7	Multiconsult 2017	
Transport inntil 100m	m3	21 300	80	1,7	Multiconsult 2017	
Sprøytbetong	m3	140	3 000	0,4	Multiconsult 2017	
Injisering	m2	1 700	400	0,7	Multiconsult 2017	
Forsikling vegg	m2	2 000	2 200	4,4	Multiconsult 2017	
Armering	m3	700	2 900	2,0	Multiconsult 2017	
Armering	kg	56 000	1,20	1,1	Multiconsult 2017	
Tilbakefylling med løsmasse	m3	4 400	180	0,8	Multiconsult 2017	
Prisvekst	3 %	%		17,6	0,5	
Uspesifisert	10 %	%		17,6	1,8	
<b>Total</b>				<b>19,8</b>		
<b>%</b>	<b>Pessimistisk verdi (MNOK)</b>		<b>Mest sannsynlig verdi (MNOK)</b>		<b>Optimistisk verdi (MNOK)</b>	<b>%</b>
	27,8		19,8		17,9	-10 %
Mer injisering, armering, må forskale og støpe en vegg istedenfor sprøytbetong.	Innløpskanalen (140 m) koster vesentlig mer enn avløpskanalen pr løpemeter. Det er lagt til grunn en meterpris på 160.000 kr inkl. rigg og drift. Innløpskanalen bør derfor gjøres så kort som mulig. Det ble ved første gjennomgang i mai foreslått å flytte stasjonen 30 m mot oppstrøms. Multiconsult foreslår nå å flytte stasjonen ennå lenger opp mot dammen, og dette fremstår som mulig løsning etter et besøk på stedet i september. Mesteparten av kanalen vil da være utløpskanal, som har lavere kostnad og ligger lavere i terrenget enn en innløpskanal, og dermed gi mindre betongvolumer.		Multiconsult sine kostnader ligger godt over det som Sweco har estimert tidligere. Multiconsults kostnader forutsetter dessuten sprengning hele veien, og vil derfor være unødvendig konservative.		Kan evt. grave i gammel vannvei på deler av veien.	
Ekstrakostnader dersom mvi må tilrettelegge for fiske.						

Figur 22 – Eksempel på delprosjekt i grunnkalkylen til Fennefoss kraftverk

I tabellen over ser vi at det å etablere en tilløpskanal krever mange ulike innsatsfaktorer. Det er budsjettert med kostnader til sprengning, sikring, transport, betong og armering mm. Vi ser videre at det er laget et tripplestimat for P90 (pessimistisk), mest sannsynlig verdi og P10 (optimistisk) for delprosjektet. I flere av de andre delprosjektene er det også budsjettert med eks. betong og armering. Dette gjelder delprosjektene inntaksdam, kraftstasjon og utløpskanal. Selskapet bruker Monte-Carlo simuleringer for å beregne forventningsverdien til prosjektet basert på det angitte tripplestimatet. Det som skjer når man budsjetterer med mange ulike kostnadsposter i samme delprosjekt, er at man forutsetter at alle kostnadene samvarierer perfekt. Dvs. at priser for betong og armering beveger seg i takt. Slik er det ikke i virkeligheten. Stål og betong handles naturligvis i forskjellige markeder, noe som betyr at prisene ikke samvarierer 100 %. Når man i tillegg budsjetterer eks. betongkostnader og armering i flere andre delprosjekter, så blir de behandlet i modellen som 100 % uavhengige. Dette er også upresist, ettersom betongprisene samvarierer i virkeligheten og armeringsprisene samvarierer. Konsekvensen av å budsjettere slik selskapet har gjort, er at man “regner vekk” usikkerheten (ref. kap 6.3). Det betyr at når det trekkes tilfeldige utvalg fra sannsynlighetsfordelingen (som ved Monte-Carlo-simulering), så kan simuleringsprogrammet trekke en høy verdi for betongprisen i et delprosjekt, samtidig som den trekker en lav betongpris i et annet delprosjekt. Dette gir feil forventningsverdi og den vil normalt sett bli for lav.

I et intervju påpekte Horn at usikkerhetsavsetningene i prosjekter ofte synes å være for lave, spesielt forskjellen mellom P50- og P70-estimatene. Fenomenet forklart ovenfor kan sannsynlig være en av årsakene til dette. Løsningen på dette problemet er ifølge Drevland (2013) å samle alle postene med betong i ett delprosjekt og alle poster med armering i et annet delprosjekt, eller alternativt modellere inn korrelasjon mellom postene. Informant 1 påpeker imidlertid at prosjektlederne ofte finner dette for komplisert, og sier at «...*hensiktsmessig oppbygging er lettere for prosjektlederen å forstå*». Drevland (2013) forklarer at kostnadsoppsettet først kan struktureres på en måte som ivaretar prinsippet om stokastisk uavhengighet, og dernest når selskapet senere skal følge opp kostnadene i gjennomføringen av prosjektet, så kan kalkylestrukturen endres og følge den inndelingen som gjør at prosjektleder har best kontroll. Å følge denne anbefalingen er mer tidskrevende, men som Drevland (2013) skriver: “*Det er bedre å sitte igjen med et korrekt kalkyleresultat som man må gjøre noe jobb med å brette om på for å kunne følge opp under prosjektgjennomføring, enn et resultat som er perfekt for oppfølging, men som gir et uriktig bilde av usikkerheten i prosjektet.*”.

I en kapitalintensiv næring som vannkraft, hvor investeringskostnadene er betydelige, antar jeg at nøyaktighet i kostnadsestimatene er av stor betydning for kraftprodusenten. Derfor forslår jeg at selskapet revurderer sine metoder for kostnadsestimering til å hensynta kravet om stokastisk uavhengighet. Den ansvarlige for kostnadsestimeringen kan først utarbeide en kalkyle som ivaretar prinsippet om stokastisk uavhengighet, for å deretter justere den til praktiske formål. Videre ved bruk av Monte Carlo-simuleringer må man velge en fordelingsfunksjon. Ifølge Drevland (2013) er en Pert-fordeling den mest egnede fordelingsfunksjonen og er mye brukt i usikkerhetsanalyser. På Fennefoss brukte selskapet en trekant-fordeling. Jeg går ikke inn på ulikheter i fordelingene, men foreslå at selskapet gjør en vurdering av om dette kan være en bedre metode.

### **Estimeringsarbeidet**

Selskapet har rutiner for hvordan usikkerhetsanalysene skal gjennomføres. De gjennomfører usikkerhetsanalyser i gruppeprosesser, hvor fageksperter deltar. Dette er i tråd med beste praksis. Rekkefølgen på estimeringsprosessen til selskapet avviker noe fra den rekkefølgen som Drevland (2013) anbefaler. Mens Drevland definerer forutsetningene for usikkerhetsfaktorene først, ser jeg at selskapet utarbeider grunnkalkylen først. I vedlagte agendaen for usikkerhetsanalysen til Fennefoss (se vedlegg 6) fremkommer det at ulike fagpersoner deltok og at grunnkalkylen ble gjennomgått før usikkerhetsfaktorene. Drevlands poeng med å først trekke ut alle felles poster i usikkerhetsfaktorene, er å etablere et felles utgangspunkt som grunnkalkylen skal etableres på grunnlag av. Jeg går ikke nærmere inn på dette, men vil anbefale selskapet å sette seg inn i hva dette kan bety for analyseresultatene.

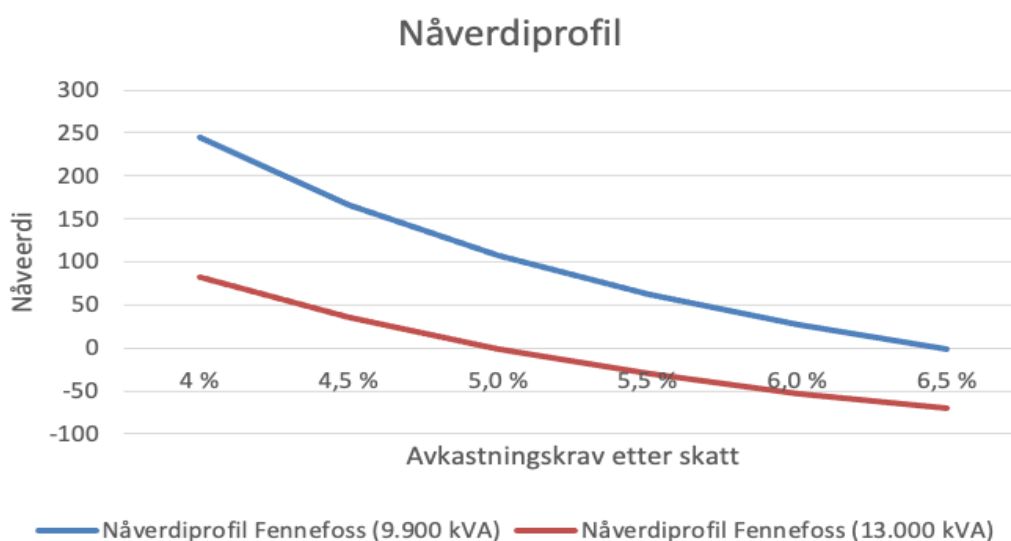
### **Konklusjon**

Selskapet har en metodikk og prosess for å estimere investeringskostnader som i stor grad ligger tett opp til Drevlands (2013) beskrivelse av beste praksis. Jeg har imidlertid observert at selskapet ikke tok tilstrekkelig hensyn til stokastisk uavhengighet i grunnkalkylen for Fennefoss kraftverk. Dette er uheldig og kan potensielt gi et upresist bilde av usikkerheten i prosjektet. Jeg vurderer at selskapet kan ha undervurdert kostnadsestimatet for Fennefoss kraftverk. I slike tilfeller hvor kostnader overstiger estimerte verdier, vil dette redusere prosjektets lønnsomhet og kan resultere i en markant nedgang i aksjonærverdier. Selskapet bør

derfor vurdere å endre metodikken sin på dette punktet for å forbedre kvaliteten i usikkerhetsanalysene.

### 11.3 Avkastningskravet

Avkastningskravet har stor innvirkning på lønnsomheten til kraftprosjekter. Dette kommer tydelig frem gjennom følgende nåverdiprofiler for Fennefoss kraftverk med en installert effekt på 9.900 og 13.000 kVA.



Figur 23 – Nåverdiprofil for Fennefoss kraftverk (9.900 kVA og 13.000 kVA)

Som forventet, blir nåverdien til kraftverket lavere desto høyere avkastningskravet er. For Fennefoss kraftverk med en installert effekt på 9.900 (13.000) kVA gir et avkastningskrav på 4 prosent en nåverdi på 245 (80,3) mill.kr. En økning i avkastningskravet på 2 prosentpoeng reduserer nåverdien med 118 (130) mill.kr, til 27 (-49,7) mill.kr. Reduksjonen i nåverdi viser hvor følsom små endringer i avkastningskravet har for nåverdien til Fennefoss kraftverk. På denne bakgrunn foretar jeg i dette kapittelet en grundig vurdering av avkastningskravet som ble anvendt i investeringsanalysen. Avvikelse fra beste praksis kan resultere i at selskapet enten over- eller underinvesterer i kraftprosjekter, noe som reduserer verdier for selskapets aksjonærer. For eksempel kan et feilaktig lavt avkastningskrav gjøre potensielle ulønnsomme kraftutbygginger lønnsomme, mens et urimelig høyt avkastningskrav kan føre til at potensielle lønnsomme prosjekter blir oversett. Analysen omfatter ikke en vurdering av selskapets kapitalstruktur eller misligholdspåslag.

I tråd med presentert teori i kapittel 6, ble avkastningskravet til egenkapital estimert med utgangspunkt i WACC og CAPM. Jeg har vist at CAPM bygger på en rekke strenge



forutsetninger om egenskapene ved investor og kapitalmarkedet. Til tross for at enkelte forutsetninger er svakt forankret i virkeligheten, er modellen utbredt og akseptert i finansmarkedene. Dette kan trolig forklares med at modellen gir en logisk begrunnelse for oppbyggingen av avkastningskravet, forutsatt at de sentrale modellforutsetningene er oppfylt. Likevel, kan en uoverveid anvendelse av modellen resultere i en feilaktig vurdering av investorenes kapitalkostnad. Det er derfor nødvendig å drøfte modellens relevans for investorene i Å Energi.

### 11.3.1 Analyse av forutsetningene i CAPM-modellen

Nedenfor fokuserer jeg på å drøfte to sentrale modellforutsetninger som jeg mener er avgjørende for risikovurderingen gjennom CAPM. Disse er: forutsetningene om veldiversifiserte investorer og likvide eiendeler.

#### **Veldiversifiserte investorer**

En grunnleggende forutsetning for å bruke CAPM til å estimere et avkastningskrav, er at investorene er risikoaverse og handler i tråd med porteføljeteorien. Dette forutsetter veldiversifiserte investorer. En slik diversifisering er avgjørende for å estimere et avkastningskrav gjennom CAPM, ettersom modellen betrakter systematisk risiko (beta) som det relevante risikomålet.

I henhold til CAPM skal en veldiversifisert portefølje gjenspeile aksjemarkedet. Det er en viss uenighet blant akademikere og praktikere om hva som ligger i en “diversifisert portefølje”. Statman (1987) argumenterer for at en portefølje må ha minst 30 forskjellige aksjer i en rekke industrisektorer for å kunne regnes som veldiversifiserte, og retter kritikk mot andre forskere som påstår at 10-20 aksjer er tilstrekkelig. Til tross for uenighet om minimum antall eierinteresser, legger jeg til grunn at en veldiversifisert portefølje må ha minst 30 forskjellige eierinteresser. Det som imidlertid er avgjørende for å redusere usystematisk risiko, er at eierinteressene er diversifisert over flere sektorer.

Staten hadde via Statkraft Regional Holding en eierandel på 45,5 prosent i Å Energi i 2018. Samme år hadde staten direkte eierinteresser i 73 selskaper forvaltet gjennom tolv ulike departementer (Regjeringen, 2018). Videre, og mer avgjørende, er at den norske stat eier Statens pensjonsfond Norge og Statens pensjonsfond utland (SPU), hvor sistnevnte er et av

---

verdens største fond. SPU har i dag en andel i nesten 9000 selskaper fordelt på 72 land (Norges Bank Investment Management, u.å). De gjenværende prosentandelene av Å Energi (54,5 %) var kontrollert av kommunene i Agder fylke. For å kunne vurdere diversifiseringen til disse kommunene, undersøkte jeg deres eierinteresser på nettsidene. Mens noen kommuner hadde eierandeler i 20-30 norske selskaper, hadde andre kommuner eierskap i langt færre. Gjennomgangen viste at kommunenes eierskap var konsentrert innenfor et begrenset antall sektorer, som eiendom, infrastruktur, utdanning og andre offentlige tjenester. Videre har enkelte kommuner formue plassert i aksjefond.

Statens investeringsportefølje er veldiversifisert. Det er mer usikkert om det samme kan sies om kommunene. Det faktum at kommunenes eierskap er avgrenset til noen få sektorer, medfører eksponering for risikoer tilknyttet spesifikke selskaper og sektorer. Selv om enkelte kommuner investerer kapital i brede fond, finner jeg at kommunene som eiergruppering ikke er veldiversifisert. Til tross for at den norske staten er blant de mest diversifiserte eierne på verdensbasis, utgjør kommunene majoriteten av eierne. Kommunene opptrer som en samlet gruppe på generalforsamlingen i Å Energi og kontrollerer mer enn halvparten av stemmene. Min konklusjon er derfor at eierstrukturen i Å Energi ikke er veldiversifisert. Denne vurderingen har betydning for risikovurderingen gjennom CAPM. Eiere som ikke har diversifisert sin portefølje er i større grad utsatt for totalrisiko, og ikke bare den systematiske risikoen som CAPM forutsetter. I henhold til teorien betyr dette at eierne tar på seg unødvendig risiko, som de ikke kompenseres for.

Kommunene viser videre tydelige tendenser til *home bias*, noe som innebærer en preferanse for å investere i det lokale hjemmemarkedet fremfor å diversifisere investeringene sine nasjonalt og internasjonalt. I henhold til teorien skal dette reflekteres i avkastningskravet ved å beregne markedets risikopremie og beta med grunnlag i den lokale markedsindeksen (Kollar et al., 2020, s.883). Dette skyldes at kommunenes investeringsporteføljer, hovedsakelig fokuserer på lokale investeringer, hvilket innebærer eksponering mot systematisk risiko i det lokale markedet. Dermed bør den lokale markedsindeksen brukes som referansepunkt for risikovurdering,

## Likvide eierandeler

Antagelsen om likvide eierandeler er videre en avgjørende forutsetning for å vurdere eiernes risikokompensasjon gjennom CAPM. Denne antagelsen bygger på at selskapet er børsnotert, dvs. at eierandelene kan kjøpes og selges raskt uten at enkeltaktører kan påvirke aksjekursen. Børsnoterte selskaper er derfor ofte forbundet med lav likviditetsrisiko.

Markedets risikopremie angir den forventede meravkastningen for en aksje med representativ risiko og markedslivitet (Johnsen og Gjesdal, 1999, s.36). Johnsen og Gjesdal (1999, s.36) påpeker at det kan være aktuelt å justere egenkapitalkravet med en likviditetspremie dersom eierandelene ikke er børsnoterte. Unoterte selskaper betraktes ofte som mer risikable sammenlignet med børsnoterte, ettersom den investerte kapitalen er mindre likvid og normalt blir bundet over lengre perioder. Som en konsekvens er ikke pengene tilgjengelig for investoren på kort sikt, og ofte kan det være både kostbart og utfordrende å handle eierandeler i slike selskaper. En likviditetspremie kompenserer dermed investoren for innlåsningsrisikoen ved illikvide kapitalplasseringer (Johnsen & Gjesdal, 1999, s.36)

For unoterte selskaper argumenterer Johnsen og Gjesdal (1999, s. 36) for en likviditetspremie på opptil 5 prosent. En forutsetning er imidlertid at likviditet virkelig er av betydning for investoren, dvs. at investoren prioriterer kortsiktig eierskap. De hevder videre at en likviditetspremie for langsiktige eiere ikke er like relevant. Johnsen og Gjesdal (1999, s.36) påpeker at enkelte hevder at offentlige virksomheter bør justere opp sine avkastningskrav med en likviditetspremie. Johnsen og Gjesdal (1999, s.36) er generelt uenige i denne argumentasjonen, og hevder at avkastningskravet bør justeres ned dersom det offentlige har inngått et langsiktig eierskap. Årsaken til dette er at det allerede er inkludert en form for likviditetspremie i risikopremien (Johnsen og Gjesdal, 1999, s. 36). I PwC (2017) sin undersøkelse om risikopremien i det norske markedet, rapporterer 48 prosent av respondentene at offentlig eierskap ikke påvirker avkastningskravet. 29 prosent svarer at offentlig eierskap øker avkastningskravet, mens 23 prosent svarer at det reduserer kravet.

Å Energi har to aksjeklasser: A-aksjene kun kan eies av offentlige aktører, mens B-aksjene i utgangspunktet er fritt omsettelige. Det finnes imidlertid ingen private aksjonærer i selskapet Dagens aksjonæravtale er markant forskjellig fra den som var gjeldende noen år tilbake. I 2018 hadde Statkraft en eierandel på 45,5 prosent, mens kommunene eide de resterende 54,5

prosentene. Ifølge (Schwabe & Mersland, 2023) ga aksjonæravtalen Statkraft betydelige rettigheter dersom de kontrollerte mer enn 50 prosent. I praksis var det derfor nesten umulig for kommunene å selge sine andeler i selskapet uten negative konsekvenser, som f.eks å miste viktige arbeidsplasser på Sørlandet. Dette førte til at kommunene forpliktet seg gjennom en viljeserklæring til å ikke selge sine aksjer i selskapet. Denne fornyes hvert fjerde år og er et viktig fundament for stabilitet og langsiktighet. (Agdereierne, u.å). Schwabe og Mersland (2023) hevder at kommunenes eierinteresser i Å Energi i praksis var svært innelåst og at verdiene var bundet i evigheten. De påpeker videre at aksjene i selskapet var svært vanskelig å selge og at det i praksis er svært få virksomheter som kvalifiserer til et eierskap i Å Energi.

Til tross for at kommunene har undertegnet en viljeserklæring som skal sikre et forpliktende eierskap, har det vært flere medieoppslag om mulige aksjesalg fra kommunenes side. Roy Mersland, professor ved Universitetet i Agder, refererer i en presentasjon til flere slike medieoppslag (Mersland, 2014). Han nevner spesifikt at Flekkefjord (2005), Tvedestrand (2008), Mandal (2012), Farsund (2012), Gjerstad (2014) og Lillesand (2014) har vurdert salg av sine aksjer i Å Energi. Videre skriver Mehl i Agderposten (2023) at Lillesand vurderer salg av sine aksjer: ... *“I sitt budsjett foreslår de salg som kan gi kommunen 1 milliard kroner- Dette forutsetter en god pris og at det er kjøpere til aksjene.”*. Jeg kjenner ikke til motivene bak disse eventuelle salgene, men det er grunn til å anta at hovedmotivasjonen er å bedre kommuneøkonomien eller omprioritering av ressurser.

Som vi har sett hevder enkelte at et eierskap i unoterte og illikvide aksjer berettiger en likviditetspremie for å kompensere for de ulempene som følger illikvide kapitalplasseringer. Andre (Johnsen og Gjesdal, 1999, s.36) argumenterer for at et langsiktig offentlig eierskap ikke rettferdiggjør en slik risikopremie. I utgangspunktet oppfatter jeg denne argumentasjonen som rimelig ettersom langsiktige eiere ikke har intensjoner om å realisere eierandeler på kort sikt. Diskusjonen ovenfor viser imidlertid at selv med en viljeserklæring mellom kommunene, har aksjesalg vært tema i flere kommuner. Dette antyder at kommunenes eierskap kanskje ikke er så langsiktig som viljeserklæringen skulle tilsi. Da jeg spurte Horn om det har forekommet aksjesalg blant kommunene de siste årene, svarer vedkommende nei. Diskusjonen om hvorvidt eierne i Å Energi er berettiget til en likviditetspremie er kompleks. Flere kommuner har uttrykt et ønske om å selge sine aksjer i selskapet, men har enda ikke gjennomført noen faktiske salg.

Dette kompliserer vurderingen av deres langsiktige eierengasjement, og gjør det vanskelig å gi et entydig svar på spørsmålet om kommunene er berettiget til en likviditetspremie.

### 11.3.2 Analyse av parameterne som inngår i totalavkastningskravet

Det å beregne et avkastningskrav til egenkapitalen for en norsk vannkraftprodusent er en krevende oppgave. Nedenfor drøfter jeg nivåene og metodene som er brukt for å estimere de ulike parameterne i totalavkastningskravet.

#### **Risikofri rente**

Selskapet har fastsatt den risikofrie renten med utgangspunkt i renten på norske tiårige statsobligasjoner. Teoretisk sett bør referanserenten ha en løpetid som tilsvarer prosjektets tidshorisont. Selskapets tilnærming er imidlertid i tråd med presentert teori som sier at statspapirer med en løpetid utover ti år betraktes som illikvide og typisk inkluderer likviditetspremier. Selskapet har videre vært konservative i sin fastsettelse av denne markedsrenten. Selskapet anvendte en nominell risikofri rente etter skatt på 2,5 prosent i avkastningskravet for 2018. Dette nivået var 0,5 prosentpoeng høyere enn renten på en norsk tiårig statsobligasjon det samme året. På samme måte var den risikofrie renten fastsatt til 1,75 prosent i andre kvartal 2020, mens markedsrenten på samme tidspunkt var 1,5 prosent. Dette tilsvarte en justering på 0,25 prosentpoeng. Renten på tiårige statspapirer svinger mye i takt med konjunktuelle sykluser. Selv med en forsiktig tilnærming førte dette til en markant nedgang i den risikofrie renten på hele 0,75 prosentpoeng i 2020. Utviklingen i markedsrenten dette året var i stor grad preget av koronapandemien.

I teorien finnes det ikke en universell korrekt referanse for en risikofri rente. Utgangspunktet er likevel at renten skal tilsvare avkastningen en investor forventer fra en helt risikofri investering, med en tidshorisont som tilsvarer prosjektets levetid. Derfor er det, etter min vurdering, mer fordelaktig for selskapet å anvende en langsiktig normalisert rente som referanse for risikofri rente i avkastningskravet. Til forskjell fra tiårige statsobligasjoner, påvirkes ikke denne renten av svingninger i relativ etterspørsel, og inkluderer ikke en ekstra risikopremie knyttet til avvik fra forventet inflasjon (Thema, 2017). Følgelig tilbyr en normalisert rente et mer stabilt og forutsigbart fundament for beslutningstaking, noe som må anses som avgjørende for langsiktige investeringer i vannkraftverk.

Som tidligere forklart, er den normaliserte renten sammensatt av en nøytral realrente og en inflasjonsrate. Den nøytrale realrenten ikke direkte observerbar, og må derfor forutsettes eller beregnes. Norges Bank utarbeider og publiserer årlige prognoser for den norske nøytrale realrenten i sine pengepolitiske rapporter. I den pengepolitiske rapporten fra andre kvartal i 2018 rapporterte Norges Bank at anslaget på den nøytrale realrenten i Norge varierer i intervallet mellom 0 og 1 prosent (Norges Bank, 2018, s.42). Inflasjonsraten har videre har til formål å kompensere investor for prisutviklingen i markedet. På kort sikt kan forbigående forhold føre til betydelige svingninger i inflasjonen (Norges Bank, 2018). For langsiktige investeringer i vannkraft, er det følgelig hensiktsmessig å anvende det langsiktige inflasjonsmålet som er fastsatt i Norges Banks handlingsregel. Dette valget sikrer en mer nøyaktig refleksjon av aksjonærenes *inflasjonskostnad*<sup>12</sup> over tid.

I mars 2018 nedjusterte Norges Bank det langsiktige inflasjonsmålet fra 2,5 til 2 prosent (Norges Bank c, 2022). En normalisert risikofri rente, basert på anslagene til Norges Bank, ligger derfor i intervallet mellom 2 og 3 prosent. I en rapport om risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk, anvendte Johnsen (2017) en nøytral realrente på 1 prosent. Med et langsiktig inflasjonsmål på 2,5 prosent i 2017, fastsatte han en normalisert risikofri rente på 3,5 prosent. Et langsiktig inflasjonsmål på 2 prosent med en tilsvarende nøytral realrente, gir en normalisert risikofrie rente på 3 prosent. PwC sine årlige undersøkelser om risikopremien i det norske markedet viser at stadig flere respondenter benytter normaliserte rentesatser. I 2017 rapporterte PwC i sin rapport at 30 prosent av de som brukte en normalisert risikofri rente anvendte en rente på 3 prosent. Omtrent 25 prosent fastsatte en normalisert rente på 3,5 eller høyere, mens 30 prosent valgte en rente lavere enn 3 prosent (PwC, 2017).

I en langsiktig og kapitalkrevende sektor som vannkraft, er det formålstjenlig å benytte et stabilt avkastningskrav som reflekterer et langsiktig perspektiv. Et avkastningskrav som bygger på en langsiktig normalisert risikofri rente, gir best teoretisk samsvar med avkastningen eierne forventer over investeringens levetid. Jeg vurderer det slik at nivåene på den risikofrie renten som Å Energi brukte, var for lave. Basert på diskusjonen ovenfor foreslår jeg at selskapet vurderer å anvende en langsiktig og normalisert risikofri rente. I en investeringsanalyse er det viktig å være konsekvent ved bruk av ulike parametere. Den samme risikofrie renten bør derfor

---

<sup>12</sup> Se kap. 6.2.2

brukes i både avkastningskravet til egenkapitalen og gjeldskostnaden, samtidig som inflasjonsforventningene i kontantstrømmene bør samsvare med inflasjonsforventningene som ligger i den risikofrie renten.

### **Investeringsbeta**

I henhold til det teoretiske rammeverket krever estimeringen av egenkapitalkravet gjennom CAPM tilgang til markedspriser for egenkapital. Dette er ikke tilgjengelig for unoterte selskaper som Å Energi, noe som utfordrer bruken av modellen. Selskapet kan derfor ikke bruke den konvensjonelle tilnærmingen til å estimere en beta. Mangelen på børsnoterte norske vannkraftprodusenter begrenser samtidig tilgjengelige referansepunkter i det norske markedet. Dette kompliserer prosessen med å fastsette en beta for virksomheten innenfor et ønsket presisjonsnivå. Selskapet benyttet en investeringsbeta på 0,6 i 2018, og har basert verdien på eksterne kilder og analyser som beregner investeringsbeta for norske vannkraftprodusenter basert på sammenlignbare børsnoterte selskaper i Vest-Europa. Det er imidlertid verdt å merke seg at disse analysene beregner et avkastningskrav for et hypotetisk børsnotert kraftselskap, med likvide aksjer og med internasjonale og veldiversifiserte eiere.

Flere akademikere beregner investeringsbeta for norske kraftprodusenter. Valget av referanseindeks som benyttes har betydning for betaen. En nasjonal investeringsbeta<sup>13</sup> reflekterer den systematiske risikoen for en investor som holder en nasjonal børsrisiko, mens en internasjonal investeringsbeta<sup>14</sup> er relevant for profesjonelle investorer som er internasjonalt diversifiserte (Johnsen, 2017). I 2017 utførte både Johnsen og Norli analyser av kraft- og nettselskaper i Vest-Europa. Johnsen (2017) konkluderte med en investeringsbeta for europeiske kraftprodusenter i størrelsesorden 0,8-1,00. Samtidig anslo han en investeringsbeta for norsk kraftvirksomhet til 0,8, i nedre sjiktet av dette intervallet. Beregningene hans tok utgangspunkt i kraftselskapenes aksjeavkastning målt mot en veldiversifisert internasjonal aksjeportefølje. Norli (2017) argumenterte i sin analyse for en investeringsbeta for norske kraftprodusenter på 0,73, og utførte en tilsvarende analyse ved å sammenligne selskapenes aksjeavkastning med en internasjonal indeks. Begge kildene har beregnet en internasjonal

---

<sup>13</sup> En lokal investeringsbeta innebærer at både aksjeavkastningen til de sammenlignbare selskapene og indeksen er i nasjonal valuta

<sup>14</sup> En internasjonal investeringsbeta innebærer at aksjeavkastningen til de sammenlignbare selskapene (i nasjonal valuta) er målt mot en USD-avkastning for en global indeks.

investeringsbeta, noe som er begrunnet med at avkastningskravet skal kompensere for kostnaden forbundet med et internasjonalt og veldiversifisert eierskap.

På bakgrunn av disse analysene vurderer jeg at selskapets investeringsbeta var for lav. Dette innebærer at avkastningskravet ikke reflekterer risikoen investorene står ovenfor. Studier av høytstående akademikere viser betydelig høyere investeringsbetaer. Johnsen (2017) og Norli (2017) har imidlertid beregnet betaer for et hypotetisk norsk kraftselskap med internasjonale og veldiversifiserte eiere. Jeg har tidligere konkludert med at eierne i Å Energi har en tendens til å trekke mot investeringer i hjemlandet, noe som betyr at komponentene i avkastningskravet bør baseres på lokale markedsindekser. Dette skyldes at majoritetseierne i selskapet, i henhold til den lokale kapitalverdimodellen, hovedsakelig er eksponert for nasjonal børsrisiko. Dermed kan det argumenteres for at anslagene til Johnsen og Norli ikke er direkte representanter for selskapet. Imidlertid, har bruken av bransjebeta basert på nasjonale investeringsbetaer, sine svakheter. Johnsen (2017) påpeker at nasjonale markedsindekser er mindre diversifiserte, og påpeker at bruk av lokale investeringsbetaverdier vil gi gjennomgående lavere betaverdier, noe som skyldes mer volatile indeksavkastninger som i stor grad påvirkes av dominerende selskap. Et eksempel er den norske indeksen OSEBX, som er dominert av noen få store selskaper.

Valget av tilnærming avhenger av hvilken risiko som betraktes som mest representativ for selskapets eiere. I denne sammenheng mener jeg markedsrisikoen knyttet til OSEBX er relevant for eiernes risikovurdering. Dette støtter argumentet om å basere selskapets egenkapitalbeta på nasjonale investeringsbetaer, som bedre reflekterer volatiliteten på indeksavkastningen på Oslo Børs. Ulike markeder er imidlertid påvirket av forskjellige risikofaktorer som ikke nødvendigvis gjenspeiler risikoen i det norske markedet. Jeg velger derfor å nedjustere anslagene til Johnsen og Norli noe. Uten videre analyse og basert på en sjablongmessig vurdering, vurderer jeg at en investeringsbeta på 0,71 ville vært et bedre anslag. Dette estimatet ligger under anslagene til akademikerne, noe som samsvarer med det faktum at nasjonale betaer gir lavere betaverdier. En investeringsbeta på 0,71 gir for øvrig en egenkapitalbeta på 1<sup>15</sup>. Dette indikerer at selskapets risiko er lik risikoen i markedet.

---

<sup>15</sup>  $B_{EK} = 0,6 * \left(1 + \left(\frac{0,35}{0,65}\right) * (1 - 0,23)\right) = 0,86$



Estimatet er forbundet med en viss usikkerhet. Hypotetisk burde investeringsbetaen baseres på aksjeavkastningen til norske kraftselskaper, målt mot den norske markedsindeksen, ettersom disse selskapene er eksponert for risiko som er mer representativ for Å Energi. Unoterte selskaper, som Å Energi, med manglende referansepunkt i det samme markedet, står overfor betydelige utfordringer ved beregning av en nøyaktig beta. Det er imidlertid ingen gode løsninger i teorien for å overkomme denne utfordringen.

### **Markedets risikopremie**

Nivået på markedets risikopremie er gjenstand for debatt blant akademikere og praktikere. I likhet med beta, er ikke markedets risikopremie direkte observerbar og må estimeres. Det finnes ikke en fasit for beregning av markedsrisikopremien, men den vanligste metoden er å fastsette den framtidige markedsrisikopremien ved å se på historiske realiserte risikopremier. Selv ved denne metoden er det utfordrende å fastsette et nivå på premien innenfor et tilstrekkelig presisjonsnivå.

Markedets risikopremie varierer betraktelig over ulike tidsperioder og påvirkes av om den beregnes som et aritmetisk eller geometrisk gjennomsnitt, samt av parameterne som benyttes i beregningen. Dimson et al. (2015) illustrerer dette: I perioden 1900 til 2014 vurderte de den norske markedsrisikopremien til et aritmetisk gjennomsnitt på 5,9 prosent og et geometrisk gjennomsnitt på 3,1 prosent. Begge målt i forhold til en ettårig statskasseveksel. I perioden mellom 1946-2014 viste analysen gjennomgående høyere markedsrisikopremier. De beregnet et aritmetisk og geometrisk gjennomsnitt på henholdsvis 7,8 og 3,8 prosent, hvor meravkastningen ble målt i forhold til en lang statsobligasjonsrente. Analyser av den norske markedsrisikopremien for perioden 2005-2010 viste følgende resultater: et aritmetisk gjennomsnitt på 7,2 prosent og et geometrisk gjennomsnitt på 4,2 prosent (Dimson et al., 2011). Som vist ovenfor, er meravkastningen svært sensitiv for både tidshorizonten og gjennomsnittsmetoden. Dette understreker kompleksiteten ved å fastsette størrelsen på markedsrisikopremien.

Å Energi fastsatte markedsrisikopremien til 5 prosent i avkastningskravet sitt. Jeg har ingen innvendinger til dette valget. En markedsrisikopremie på 5 prosent fremstår som et rimelig estimat for den norske markedsrisikopremien. PwC sine årlige undersøkelser har i en årrekke konkludert med at risikopremie i det norske markedet er 5 prosent (PwC, 2017). Jeg anser

selskapets praksis for fastsettelse av markedsrisikopremien som fornuftig. Videre er det viktig å påpeke at valget av markedsrisikopremien og risikofri rente bør gjøres innbyrdes konsistent, dvs. at dersom selskapet ønsker å anvende en normalisert risikofri rente bør markedspremien også reflektere en langsiktig normalsituasjon ved en normalisert markedsrisikopremie.

## Konklusjon

Selskapet benyttet et totalavkastningskrav på 5 prosent, mens det teoretiske avkastningskravet var beregnet til 4,93 prosent (jf. kap 9.2). Dette tilsvarer et avvik på 0,07 prosentpoeng fra det teoretiske grunnlaget. Jeg har ikke fått oppgitt spesifikk informasjon om hvilke vurderinger som er gjort, eller hvor stort påslaget for de enkelte vurderingene er. Jeg er likevel informert om at selskapet etter en teoretisk tilnærming, gjennomfører avsjekker mot markedet, transaksjoner og eksterne analyser. I tillegg utfører Finans & Virksomhet risikovurderinger. Dette mindre avviket fra det teoretiske avkastningskravet viser at teorien ikke fullt ut lar seg anvende i praksis. Jeg antar at kapitalverdimodellens noe svake forankring i virkeligheten, kan være årsaker til at selskapet velger å justere det teoretiske avkastningskravet. Videre har jeg tidligere påpekt at bruken av modellen presenterer utfordringer for unoterte selskaper, og spesielt for Å Energi med manglende referansepunkter i det norske markedet. Risikovurderingen blir dermed preget av usikkerhet.

I dette kapittelet har jeg vurdert selskapets praksis for fastsettelse av kapitalkostnaden, med utgangspunkt i relevant teori og empiri. Det finnes ingen entydig metode for estimering av parameterne som inngår i avkastningskravet, og vurderingene mine er derfor basert på de underliggende forutsetningene om disse parameterne. Vurderingene mine er oppsummert som følger:

- Etter min vurdering var den risikofrie renten, utledet fra en tiårig statsobligasjon for lav og lite egnet for vurderinger av langsiktige investeringer. På bakgrunn av at den risikofrie renten i avkastningskravet skal reflektere den risikofrie renten over investeringens levetid, foreslår jeg at selskapet vurderer å anvende en mer langsiktig referanserente, som en normalisert risikofri rente, i sine avkastningsberegninger. Jeg har argumentert for at den risikofrie renten burde ha vært satt til 3 prosent i 2018, basert på en langsiktig normalisert risikofrie rente.

- Mangelen på sammenlignbare selskaper i det norske markedet utfordrer anvendelsen av CAPM. Med utgangspunkt i eksterne kilder og analyser som har beregnet investeringsbetaer for norske kraftprodusenter, vurderer jeg at selskapets anslag på virksomhetens investeringsbeta i 2018 var for lav. Basert på en sjablongmessig justering av investeringsbetaene til de eksterne kildene, argumenterte jeg for at en investeringsbeta på 0,71 (egenkapitalbeta lik 1<sup>16</sup>) ville vært mer representativt for selskapets systematiske risiko.
- Jeg har ingen innvendinger til nivået på markedsrisikopremien på 5 prosent. Dersom selskapet velger å benytte seg av en normalisert risikofri rente bør, en normalisert markedsrisikopremie også velges.

I henhold til mine forslag, ville beregningen av avkastningskravet (etter skatt) utledes på følgende måte:

$$\begin{aligned} WACC &= 3\% * (1 - 0,23) + (1 * 5\%) * 0,65 + (3\% + 0,75\%) * (1 - 0,23) * 0,35 \\ &= 5,8\% \end{aligned}$$

*Formel 14- WACC for Å Energi basert på mine forslag*

Beregningen mine gir et totalavkastningskrav på 5,8 prosent, og overstiger dermed det som er fastsatt av selskapet. Basert på mine vurderinger konkluderer jeg med at selskapet kan ha undervurdert eiernes risiko og selskapets kapitalkostnad. Med dette avkastningskrav viser investeringsanalysene en nåverdi for Fennefoss kraftverk med en installert effekt på 9.900 og 13.000 kVA på henholdsvis 40 mill.kr og -44,3 mill.kr.

Jeg drøftet imidlertid innledningsvis i kapittelet to sentrale modellforutsetninger for aksjonærene i Å Energi. Jeg drøftet først om eierne i Å Energi kan betraktes som veldiversifiserte. Konklusjonen min var at eierstrukturen ikke er tilstrekkelig diversifisert, noe som tilsier et risikopåslag i avkastningskravet. Basert på informasjonen jeg har mottatt, synes ikke dette å ha blitt vektlagt i beregningen av avkastningskravet. Når det gjelder hvorvidt aksjonærene i selskapet var berettiget til en likviditetspremie, var konklusjonen min noe mer usikker. I så tilfelle, ville en likviditetspremie øke avkastningskravet ytterligere. Jeg går ikke nærmere inn på ulike metoder for å inkludere et risikopåslag i avkastningskravet. I stedet baserer jeg dette på en skjønnsmessig vurdering. Med eventuelle risikotillegg for

---

<sup>16</sup>  $B_{EK} = 0,71 * \left(1 + \left(\frac{0,35}{0,65}\right) (1 - 0,23)\right) = 1$

udiversifiserte eiere og illikvide eierandeler, antas avkastningskravet å ligge mellom 6 og 6,5 prosent. Et avkastningskrav på 6,5 prosent ville potensielt ha gjort Fennefoss kraftverk med en installert effekt på 9.900 kVA til et ulønnsomt prosjekt (ref. figur 23).

## 12.0 Analyse av grunnrenteskattens betydning på konseptvalget i Fennefoss-prosjektet

I denne delen av oppgaven undersøker jeg betydning av grunnrenteskatten på konseptvalget i Fennefoss-prosjektet. En viktig forutsetning for analysen er at jeg legger til grunn kraftprodusentens metode for å beregne prosjektlønnsomhet. Dette innebærer at kontantstrømanalysen utføres uten å dekomponere kontantstrømmene i usikre og sikre deler jf. kap 12.1. Jeg innleder kapittelet med å vise prosjektlønnsomheten til de to ulike kraftverkene før og etter skatt. Deretter følger en diskusjon rundt hvordan den nedre grensen påvirker investeringsbeslutninger i vannkraftsektoren, før jeg til slutt diskuterer nøytraliteten i den periodiserte grunnrenteskatten og illustrerer forskjeller i prosjektlønnsomhet med en periodisert skatt på grunnrente og en kontantstrømskatt.

### 12.1 Lønnsomhet før og etter skatt

Grunnrenteskatten utgjør en vesentlig del av kontantstrømmene i store vannkraftprosjekter og har en markant påvirkning på prosjektlønnsomhet. For å analysere betydningen av grunnrenteskatt på prosjektlønnsomheten i Fennefoss-prosjektet, viser jeg nedenfor nåverdien av de to alternativene før og etter nettoskatter (selskapsskatt og periodisert grunnrenteskatt). Dette gir innsikt i prosjektets underliggende lønnsomhet, og bidrar til en forståelse av skattenes innvirkning på investeringsbeslutninger. Satsene var på henholdsvis 23 og 35,7 prosent. Beregning av lønnsomhet før skatt krever et avkastningskrav før skatt, som jeg har beregnet til å være 5,56 prosent<sup>17</sup>.

---

<sup>17</sup> CAPM før skatt =  $2,5\% + (0,86 \cdot 5\%) = 6,8\%$   
Gjeldskostnad før skatt =  $2,5\% + 0,75\% = 3,25\%$   
WACC før skatt:  $6,8\% \cdot 65\% + 3,25\% \cdot 35\% = 5,56\%$

		Fennefoss kraftverk (9.900kVA) (uten grunnrenteskatt)	Fennefoss kraftverk (13.000 kVA) (med grunnrenteskatt)	Differanse
<b>Nåverdi før skatt</b>	Mill.kr.	120	97,1	22,9
<b>Nåverdi etter skatt</b>	Mill.kr.	108	-1,5	109,5
<b>Differanse</b>	Mill.kr	12	98,6	

Tabell 6 – Lønnsomhet før og etter overskuddsskatter for kraftverk med installert effekt på 9.900 og 13.000 kVA

Den tredje kolonnen i tabellen viser lønnsomheten til småkraftverket, før og etter skatt. Det er viktig å merke seg at dette kraftverket ikke er omfattet av grunnrenteskatt. Den fjerde kolonnen presenterer lønnsomhet før og etter skatt for det store kraftverket, som i motsetning til småkraftverket var pålagt grunnrenteskatt. Den ytterste kolonnen til høyre viser differansen i lønnsomhet mellom kraftverkene før og etter skatt, og den nederste raden i tabellen viser lønnsomhetsforskjeller før og etter skatt for hvert av kraftverkene.

Tabellen ovenfor viser, som forventet, at netto nåverdi før skatt er høyere for begge kraftverkene. Som det fremgår av tabell 6 oppnådde småkraftverket en før-skatt lønnsomhet på 120 mill.kr, mens det store kraftverket viste en lønnsomhet på 97,1 mill.kr før skatt. Småkraftverket oppnådde derfor en før-skatt lønnsomhet som var 22,9 mill.kr høyere enn alternativet. Dette indikerer at prosjektene opererte med forholdsvis lik underliggende lønnsomhet før skattlegging. Analysen etter skatt viser imidlertid en markant endring i prosjektlønnsomhet mellom kraftverkene. Småkraftverket rapporterte en etter-skatt lønnsomhet på 108 mill.kr, mens det store kraftverket viste en negativ lønnsomhet på -1,5 mill.kr. For dette kraftverket ser vi en endring i lønnsomhet på hele 98,6 mill.kr, fra en positiv nåverdi på 97,1 mill.kr før skatt, til en negativ nåverdi på -1,5 mill.kr etter skatt. Etter skatt oppnår småkraftverket en lønnsomhet som er 109,5 mill.kr høyere.

Resultatene vist ovenfor understreker den vesentlige innvirkningen nettoskatter har på lønnsomheten til store kraftverk. Skatter som fører til at et prosjekt viser positiv nåverdi før skatt, men negativ nåverdi etter skatt, er per definisjon vridende skatter. Som et resultat blir investeringer som ellers ville vært lønnsomme, ulønnsomme når skatter pålegges. Denne skjevheten virker vridende på investorenes investeringsbeslutninger, og det oppstår et samfunnsøkonomisk effektivitetstap som Sandmo (1989:14) beskriver. For Fennefoss var skattevridningen så stor at prosjektet ikke ville blitt gjennomført.

## 12.2 Nedre grense for fastsetting av grunnrenteskatt

Jeg har detaljert prosessen som ledet frem til konseptvalget om å bygge Fennefoss med en installert effekt på 9.900 kVA, og forklart påvirkningen av eksterne faktorer på beslutningen. I korte trekk omhandlet dette følgende: I juni 2014 mottok selskapet en innstilling fra NVE om et økt minstevannføringskrav forbi det konsesjonssøkte kraftverket (13.000 kVA). Dette kravet var vesentlig høyere enn hva selskapet hadde forslått og forutsatt i sin konsesjonssøknad. Som en konsekvens startet selskapet arbeidet med å identifisere alternative installerte effekter for kraftverket. Nesten samtidig fikk selskapet informasjon om at regjeringen ville heve den nedre grensen for grunnrenteskatt fra 5.500 kVA til 10.000 kVA. Som en følge av et økt minstevannkrav, kombinert med hevingen av den nedre grensen for grunnrenteskatt var den optimale utbyggingsløsningen å investere i et kraftverk med en kapasitet like under denne nye nedre grensen på 10.000 kVA.

Som det fremgår av tabell 6 oppnådde småkraftverket en lønnsomhet etter skatt på hele 109,5 mill.kr høyere sammenlignet med det større kraftverket, en markant kontrast til forskjellen på 22,9 mill.kr før skatt. Dette understreker den betydelige innvirkningen den nedre grensen for grunnrenteskatt har på prosjektlønnsomhet innen vannkraftsektoren. I praksis opptrer denne grensen som en betydelig subsidie for kraftselskapene. Litt forenklet har et årlig produksjonstap på 2,4 GWh praktisk talt økt prosjektlønnsomheten i kraftverket med 109,5 mill.kr. I dokumentasjonen fra styresaken ved prosjektbeslutningen (BP2) fremheves det at småkraftverket var blant de mest lønnsomme i selskapets portefølje. Selskapet har, ved å nedskalere størrelsen til det konsesjonssøkte kraftverket til like under innslagspunktet for grunnrenteskatt, tilført store verdier (108 mill.kr) til aksjonærene sine.

Sanderud-utvalget (NOU 2019:16) påpeker at den nedre grensen på 10.000 kVA skaper sterke insentiver til å tilpasse kraftverkets størrelse like under denne grensen. Utvalget viser til historiske utbygginger og konsesjonssøknader som viser at aktørene tilpasser seg denne grensen ved å investere i en lavere effekt enn hva som er samfunnsøkonomisk optimalt (ref. figur 9). Utvalget hevder imidlertid at dette er et resultat av skattetilpasning<sup>18</sup> for å beholde en større andel nåverdien etter skatt. Småkraftforeningen (2019) har et annet syn på dette og argumenterer i en høringsuttalelse om NOU 2016:19 for at det ikke finnes holdepunkt for å hevde at det er en omfattende skattetilpasning til denne grensen. De understreker imidlertid at

dagens grense gir incentiver til skattemessig tilpasning, og utelukker ikke at slik tilpasning forekommer i enkelte tilfeller. Fennefoss kraftverk blir nevnt denne i høringsuttalelsen som et eksempel på en nedskalering etter konsesjonssøknad som, ifølge dem selv ikke skyldes skattetilpasning. Dette begrunnes med at selskapet, som følge av økt minstevannføring, måtte redusere slukeevnen i kraftverket som resulterte i en lavere installert effekt. Begge parter innrømmer at den nedre grensen skaper sterke incentiver til å tilpasse kraftverkets installerte effekt til like under innslagspunktet for grunnrenteskatten, men er uenig om omfanget av slik tilpasning i praksis. Det er imidlertid viktig å nevne at dette er to forskjellige utvalg med ulike syn og motstridende interesser angående fastsettelsen av den nedre grensen for grunnrenteskatt.

Jeg har tidligere forklart at selskapet ble kritisert i media for å angivelig drive med skatteplanlegging ved å bevisst underdimensjonere kraftverket for å unngå grunnrenteskatt. Denne kritikken mener jeg er uberettiget. Med det økte kravet om minstevannføring ville ikke det store kraftverket (13.000 kVA) blitt realisert. Prosjektet hadde, som vist i tabell 6, en negativ nåverdi. Dermed var ikke nedskaleringen motivert av et ønske om å øke andelen av verdiskapningen etter skatt. Det reelle alternativet til å bygge småkraftverket var å ikke bygge noe kraftverk i det hele tatt. Med det økte kravet om minstevannføring og hevingen av den nedre grensen for grunnrenteskatt, viste det seg å være mest lønnsomt å bygge ut et småkraftverk med en installert effekt på 9.900 kVA, både før og etter skatt. Den nedre grensen gjorde prosjektet svært lønnsomt. Beslutningen om nedskaleringen av slukeevnen i kraftverket var en forretningsmessig god beslutning innenfor de rammebetingelsene som var gjeldende. Beslutning gjenspeiler selskapets overordnede mål om å maksimere verdiskapningene for sine eiere (inkludert den kritiske innstilte kommunen). Dette er helt i samsvar med investeringsteori, som sier at det prosjektet som har høyest nåverdi blant gjensidige utelukkende prosjekter, maksimerer verdiskapningen for sine eiere og bør velges.

Kraftverk med en installert effekt nær denne grensen på 10.000 kVA vil ha sterke intensiver til å nedskalere generatorstørrelsen i kraftverket for å unngå grunnrentebeskatning. Dette kan, som Sanderud-utvalget (2019:16) påpeker, virke vridende på investors investeringsbeslutninger. En slik nedre grense kan hindre realiseringen av samfunnsøkonomisk lønnsomme mellomstore kraftverk. I caset med Fennefoss viser analysen imidlertid at småkraftverket oppnådde den høyeste lønnsomheten, både før og etter skatt. Det er derfor ikke grunnlag for å hevde at selskapet drev med skatteplanlegging.

Det er imidlertid viktig å være oppmerksom på at det er en regulatorisk risiko forbundet med en eventuell endring i den nedre grensen for grunnrenteskatt. Sanderud-utvalget (2019:16) anbefalte Finansdepartementet å senke grensen til 1.500 kVA. Selv om Finansdepartementet ikke valgte å iverksette forslaget, er det ingen sikkerhet for at en slik endring ikke vil innføres i fremtiden. Hvis grensen blir redusert i fremtiden, vil Fennefoss kraftverk også være omfattet av grunnrenteskatt. Jeg oppfatter at selskapet ikke har tatt høyde for denne risikoen i investeringsanalysen, da risikoen verken er omtalt i verken styresaken eller i risikoregisteret. Ved en evt. fremtidig nedjustering av den nedre grensen, så vil det trolig etableres overgangsordninger for kraftverk som blir påvirket av endringene. Det er likevel grunn til å tro at det er en risiko for at det vil redusere kraftverkets lønnsomhet.

### 12.3 Investeringsnøytralitet

Ettersom grunnrenteskatten utgjør en vesentlig del av kontantstrømmene i store vannkraftprosjekter, er det viktig for kraftprodusentene å sikre fullt fradrag for investeringskostnaden i beregningen av grunnrenteskatten. Jeg har forklart at en skatt på grunnrente kan utformes som en periodisert grunnrenteskatt eller som en kontantstrømskatt. Om den periodiserte grunnrenteskatten skriver Sanderud-utvalget:

*«I en periodisert grunnrenteskatt må en ha et tilleggsfradrag, kalt friinntekt, for å sikre fullt fradrag for investeringskostnaden. Summen av avskrivninger og friinntekt skal i nåverdi være lik investeringskostnaden» (NOU 2019:16, s.15).*

For at nåverdien av avskrivninger og friinntekt samlet skal tilsvare nåverdien av investeringskostnaden, er det avgjørende at friinntekten fastsettes korrekt. Jeg har redegjort for uenigheten mellom Finansdepartementet og kraftselskapene angående utformingen av friinntekten. I kapittel 4 forklarte jeg at Finansdepartementet betrakter skattefradragene som sikre, hvilket førte til et bortfall av risikotillegget i friinntektsrenten i 2007. Dagens friinntektsrente fastsettes derfor til en normert risikofri rente som et årsgjennomsnitt av renten på statskasseveksler med 12 måneders løpetid. Friinntektsrenten kunngjøres årlig av Finansdepartementet for det kommende året, hvilket innebærer at kraftprodusenten selv må forutsette renten de påfølgende årene. Ifølge opplysninger fra informant 1, hentes renteprognosene fra Nordea som baserer sine estimater på fremtidig markedsprising av



statskasseveksler med 12 måneders løpetid. Nedenfor presenteres friinntektsrentene selskapet budsjetterte med i investeringsanalysen av Fennefoss kraftverk (13.000 kVA):

	2018	2019	2020	2021	2021	2021	2024	2025	2026 <sup>®</sup>
<b>Friinntekts- rente</b>	0,8%	1,3%	1,6%	2%	2,2%	2,3%	2,3%	2,4%	2,5%

Tabell 7 – Budsjetterte friinntektsrenter i investeringsanalysen av Fennefoss kraftverk (13.000 kVA).

Tabellen viser at rentenivået på kort sikt varierer, noe som kan forventes fra en kortsiktig markedsrente. Fra og med 2026 ser vi at selskapet budsjetterte med en friinntektsrente på 2,5 prosent. Det er betydelig usikkerhet knyttet til disse rentenivåene, ettersom det er utfordrende å forutsi fremtidige markedsrenter.

Mens Finansdepartementet hevder at den periodiserte grunnrenteskatten er investeringsnøytral, betrakter kraftprodusenten den som investeringsvridende. Dette skyldes hovedsakelig dagens beregning av friinntektsrenten. I kapittel 12.1 forklarte jeg at kraftprodusentene oppfatter at det foreligger regulatorisk risiko forbundet med de skattemessige fradragene fra avskrivninger og friinntekt i grunnrenteskatten. Av denne grunn dekomponerer ikke selskapet kontantstrømmer i sikre og usikre deler. Dette fører til at friinntekten undervurderes, og som en konsekvens betaler kraftprodusenten grunnrenteskatt på deler av normalavkastningen. Friinntekten skjermes dermed ikke normalavkastningen slik den har til hensikt. Dette kan demonstreres ved å sammenligne nåverdien av avskrivningene og friinntekten med nåverdien av investeringskostnaden og de fremtidige reinvesteringene (se vedlegg 5). I en nøytral grunnrenteskatt skal disse nåverdiene være like.

Nåverdi av investeringskostnad og avskrivninger og friinntekt		Nåverdi av fradragene
Investeringer (inkludert reinvesteringer)	Mill.kr.	274,25
Avskrivninger og friinntekt	Mill.kr	184,92

Tabell 8- Nåverdi av investeringsfradrag i periodisert grunnrenteskatt

I tabellen ovenfor ser vi at det er en stor differanse mellom nåverdien av investeringene og summen av nåverdien av avskrivninger og friinntekten. For Fennefoss kraftverk kan vi fastslå at grunnrenteskatten ikke oppfyller vilkåret om nøytralitet. Friinntekten er for lav til å gi fullt fradrag for investeringskostnaden. Denne konklusjonen baserer seg på selskapets metode for

verdsettelse av skattefradragene, samt prognosene for friinntekt som ble brukt. For at nåverdien av avskrivninger og friinntekt med en periodisert grunnrenteskatt skulle sammenfalle med nåverdien av investeringskostnaden, måtte friinntektsrenten vært 4,9 % årlig<sup>19</sup>.

Mange bransjeaktører, som beskrevet i teoridelen, hevder at en faktisk nøytral grunnrenteskatt krever direkte utgiftsføring av investeringer. Økonomene blant informantene støtter denne oppfatningen. En slik tilnærming fjerner uenighetene rundt friinntekten, og etablerer en skatt som er nøytral, uavhengig av ulike syn på risiko i fradraget i grunnrenteinntekten. Selv om en kontantstrømskatt på grunnrente ikke er beslutningsrelevant for Fennefoss kraftverk, viser jeg likevel lønnsomheten til det store kraftverket (13.000 kVA) i tabell 9 med en slik nøytral skatteordning.

Grunnrenteskatt		Nåverdi av Fennefoss kraftverk (13.000 kVA)
Kontantstrømskatt på grunnrente	Mill.kr.	50,6
Periodisert grunnrenteskatt	Mill.kr.	-1,5
Differanse	Mill.kr.	52,1

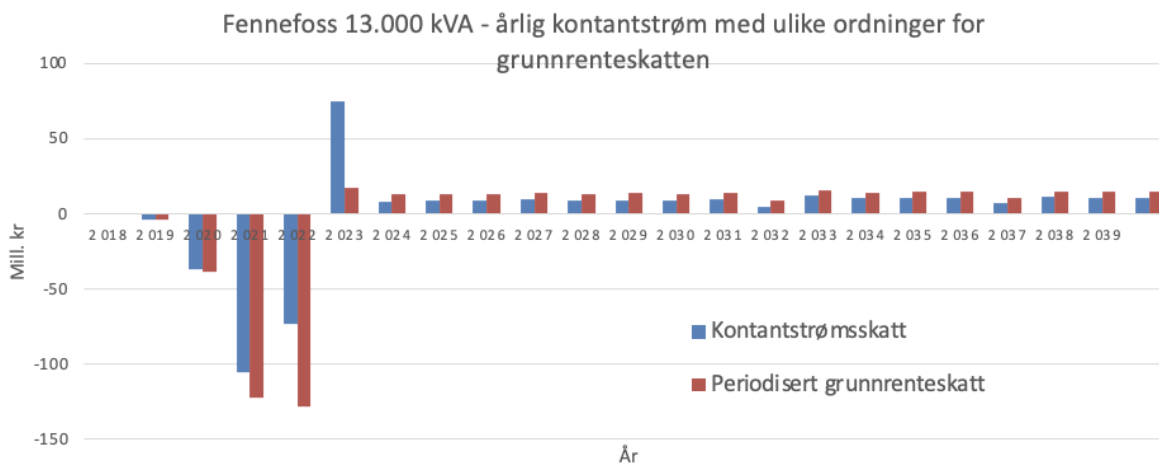
Tabell 9- Nåverdi for kraftverket (13.000 kVA) ved en periodisert grunnrenteskatt og kontantstrømskatt

Tabellen over viser at nåverdien av Fennefoss kraftverk med en installert effekt på 13.000 kVA ville vært betydelig høyere med en kontantstrømskatt på grunnrente (50,6 mill.kr), sammenlignet med en periodisert skatt på grunnrente (-1,5 mill.kr). Investeringen under en kontantstrømskatt fremstår derfor som langt mer attraktiv. Differansen i nåverdi mellom disse to skatteordningene er på 52,1 mill.kr. En kontantstrømskatt medfører umiddelbar utgiftsføring av investeringskostnadene og gir store skattefordeler tidlig i prosjektets levetid. Med en kontantstrømskatt vil en investering som er lønnsom før grunnrenteskatt, også være lønnsom etter grunnrenteskatt. Staten tar sin andel av investeringsutgiften og de fremtidige kontantstrømmene, og får dermed også sin andel av nåverdien.

I grafen nedenfor presenteres de årlige kontantstrømmene for alternativet med 13.000 kVA, med en kontantstrømskatt og periodisert skatt på grunnrente (se vedlegg. De blå søylene representerer årlige kontantstrømmer for kraftverket når grunnrenteskatten er utformet som en

<sup>19</sup> Beregnet ved bruk av solver-funksjonen i Excel

kontantstrømskatt, mens den røde søylen viser kontantstrømmene til kraftverket med en periodisert skatt på grunnrente.



Figur 24- Årlige kontantstrømmer for Fennefoss kraftverk med kontantstrømskatt og periodisert grunnrenteskatt

Den store forskjellen ligger i at skattefradragene med en kontantstrømskatt reduserer kapitalutlegget de første fem årene. Skattene betales året etter at investeringsutgiften har påløpt. Den positive blå søylen i 2023 inneholder en reduksjon i betalbar skatt knyttet til investeringsutgiften i 2022. Den årlige kontantstrømmen de etterfølgende årene vil være høyere med en periodisert grunnrenteskatt. Dette skyldes at man i modellen med kontantstrømskatt har «brukt opp» investeringsfradragene, mens man ved den periodiserte grunnrentemodellen får fradrag for avskrivninger og friinntekt. Betydningen av kontantstrømskatt er at den gir bedre kontantstrøm for investor de første årene. Med en eksponentiell diskonteringsfaktor, får de tidlige kontantstrømmene stor vekt i beregning av nåverdi. Informant 1 forklarer at «kontantstrømskatten har bidratt til å øke lønnsomheten i flere prosjekter».

I dette avsnittet har jeg sammenlignet lønnsomheten til det store kraftverket under to forskjellige skatteordninger for grunnrente. Jeg har vist at kraftverkets lønnsomhet ville ha vært markant høyere under en kontantstrømskatt. Dette tilskrives betydelige skattefordeler tidlig i prosjektets levetid som kommer av umiddelbar utgiftsføring av investeringskostnaden. I 2021 ble grunnrenteskatten omlagt til en kontantstrømskatt. Investeringer som ble foretatt i sin helhet før 2021, er imidlertid fortsatt omfattet av den periodiserte grunnrenteskatten.

## 12.4 Evje og Hornnes kommunes misnøye

Innledningsvis i oppgaven forklarte jeg at varaordføreren i Evje og Hornnes kommune har uttrykt misnøye for at selskapet valgte å nedskalere størrelsen på kraftverket. Det kommer frem

at varaordfører i kommunen «*erger seg for at vannkraftverk bevisst blir for dårlig utnyttet for å spare grunnrenteskatt*» (Olsen et al., 2023). I høringsuttalelsene til konsesjonssøknaden (ref. kap 8.2) oppfordret Å Energi høringspartene til å vurdere nødvendigheten av minstevannføring i vintermånedene. Evje og Hornnes kommune var negativ til dette. I NVEs innstilling står det at. «*Rådmannen mener at det visuelle behovet for minstevannføring nok er noe mindre på vinterstid enn ellers i året, men stiller seg negativ til bortfall av minstevannføring*». (Meld. St, 2014). Etter høringen innstilte NVE en minstevannføring på 15 m<sup>3</sup>/s hele året. Jeg legger til grunn at kommunen ble ansett som en viktig høringspart. Dette betyr at kommunen selv har medvirket til NVEs innstilling og dermed også til at selskapet nedjusterte slukeevnen.

Vertskommuner tar del i verdiskapningen av kraftproduksjonen gjennom inntekter fra konsesjonskraft, konsesjonsavgifter og eiendomsskatt. Det er derfor viktig å skille mellom kommunens rolle som vertskommune og som kommunen aksjonær. De årlige inntektene fra disse ordningene utgjør hhv. 1,2 mill. kr, 0,3 mill. kr og 1,8 mill. kr i første hele driftsår (se vedlegg 2). I tillegg har kommunen, ifølge Horn, fått midler gjennom en utbyggingsavtale, med en anslått verdi på 10 mill.kr. Det er klart at kommunen får tilført store verdier. Misnøyen til varaordføreren går trolig ut på at kommunen ville fått enda høyere inntekter dersom kraftverket hadde vært omfattet av grunnrenteskatt. Det ville gitt økt eiendomsskatt (ref. figur 21) og i tillegg ville de fått 1,1 øre/kWh i naturressursskatt. Når OED (2016) ga konsesjon og godkjente nedskaleringen, påpekte de at kommunen ville miste inntekter fra naturressursskatt, men vektla at bygging av kraftverket ville gi en betydelig opprydning i området.

## Konklusjon

Skattesystemet for vannkraft er komplekst, og i dette kapittelet har jeg vist betydning av grunnrenteskattens innretning på konseptvalget om å bygge Fennefoss kraftverk som et småkraftverk. Jeg oppsummerer mine funn og vurderinger som følger:

- I 2018 var den periodiserte grunnrenteskatten innrettet slik at Å Energi ikke oppfattet den som investeringsnøytral. Dette var i stor grad et resultat av at risikokompensasjonen i friinntektsrenten ble fjernet i 2007. Selskapet oppfatter skattefradragene som en risikoutsatt kontantstrøm og diskonterer derfor skattefradragene med et risikojustert avkastningskrav.

- 
- Jeg har vist at alternativet med 13.000 kVA var lønnsomt før skatt, men ulønnsomt etter skatt. Dette viser at grunnrenteskatten hadde en vridende virkning på dette prosjektet. Mine undersøkelser viser at kravene til nøytralitet ikke var oppfylt, ved at nåverdien av avskrivninger og friinntekt var betydelig lavere enn nåverdien av investeringen.
  - Det er enighet blant akademikere og praktikere om at en kontantstrømskatt på grunnrente er nøytral. Jeg har vist at det store kraftverket (13.000 kVA) ville vært lønnsomt både før og etter skatt med en kontantstrømskatt. Effekten av kontantstrømskatten for dette kraftverket er dermed i tråd med teorien.
  - Sanderud-utvalget (2019: 16) hevder at den nedre grensen er et brudd på nøytralitetsprinsippet og at selskapene tilpasser seg denne grensen. Jeg er generelt enig i dette. Kraftverk med en installert effekt nær denne grensen har sterke insentiver til å nedjustere kraftverkets størrelse. Jeg mener imidlertid at Fennefoss kraftverk ikke bør omfattes av denne kritikken. Å Energi valgte den utbyggingsløsningen som var mest lønnsom både før og etter skatt.
  - Selskapet foretok en rasjonell økonomisk vurdering og tilpasset seg de gjeldende rammebetingelsene. Investeringen i småkraftverket har økt verdiene for aksjonærene og har bidratt til økt produksjon av fornybar energi.
  - Jeg mener det er politisk usikkerhet knyttet til den nedre grensen for grunnrenteskatt. Grensen har vært foreslått endret flere ganger. Sanderud-utvalget (2019:16) anbefalte blant annet å fjerne denne grensen. Det er derfor en viss risiko for at Fennefoss kraftverk en gang i fremtiden kan bli mindre lønnsom.
  - Vertskommunen, Evje og Hornnes kommune, blir tilført store verdier som følge av utbyggingen.

## 13.0 Konklusjon

Formålet med denne masteroppgaven er å analysere hvordan Å Energis nåværende praksis for prosjektlønnsomhetsanalyse samsvarer med teori om lønnsomme investeringsbeslutninger. Dette illustreres gjennom en kvalitativ casestudie av selskapets kraftprosjekt ved Fennefossen. Vannkraft er gjenstand for omfattende skattlegging, hvorav skatt på grunnrente utgjør en vesentlig del av kontantstrømmene til store kraftprosjekter. Hvorvidt denne skatten virker vridende på investeringsbeslutninger i sektoren er et kontroversielt tema. Denne studien tar derfor også sikte på å analysere betydningen av grunnrenteskatten på investors konseptvalg om å bygge Fennefoss som et småkraftverk. På denne bakgrunn har jeg formulert følgende forskningsspørsmål:

*«I hvilken grad samsvarte Å Energis praksis for analyse av prosjektlønnsomhet av Fennefoss kraftverk med teori om lønnsomme investeringsbeslutninger?» og «Hvilken betydning hadde grunnrenteskatten på beslutningen om å bygge Fennefoss kraftverk som et småkraftverk?»*

Denne studien tar utgangspunkt i de to første fasene av det teoretiske rammeverket til T. Bjørnenak (2019). Oppgaven har et todelt formål. For det første har jeg gjennomgått og evaluert prosessen rundt valg av utbyggingskonsepter, samt utvalgte tekniske beregninger som danner grunnlaget for lønnsomhetsvurderingen av disse. Jeg har avgrenset analysen av de tekniske beregningene til å fokusere på selskapets metodikk for estimering av investeringskostnad og avkastningskrav. Mine hovedfunn viser at selskapet overordnet har gode prosesser for analyse av prosjektlønnsomhet, og deres verdsettelsesmetode samsvarer i stor grad med teori om lønnsomme investeringsbeslutninger. Analysen har imidlertid avdekket områder hvor selskapets praksis avviker fra de teoretiske rammene, og jeg har foreslått forslag for forbedringer.

Analysen av selskapets kreative fase avdekker at selskapet hadde en omfattende prosess med å vurdere alternative utbygginger, og det er gjort grundige vurderinger av eksterne krav og rammebetingelser for å optimalisere aksjonærenes verdier. Prosessen og analyser frem mot et endelig konseptvalg kunne derimot ha vært bedre dokumentert og jeg påpeker at man ikke har overholdt alle kravene i eierstyringsmodellen. Jeg anbefaler også at selskapet tar en gjennomgang av hvilke prosjektbeslutninger som bør legges frem for styret.

Selskapet har generelt en god metodikk for estimering av investeringskostnad som ligger tett opp til beste praksis, men jeg har observert at metodikken ikke tok tilstrekkelig hensyn til stokastisk uavhengighet. Dette kan gi et upresist bilde av usikkerheten i prosjektkostnaden og jeg anbefaler at selskapet vurderer metodikken på dette punktet for å forbedre kvaliteten i usikkerhetsanalysene.

Selskapet anvender et nominelt avkastningskrav til totalkapitalen etter skatt, og baserer dette på CAPM og WACC. Denne tilnærmingen er i full overensstemmelse med teoretiske anbefalinger. Selskapet benytter en effektiv rente på tiårige statsobligasjoner som referanse for den risikofrie renten i avkastningskravet, med en forsiktig tilnærming. På bakgrunn av at den risikofrie renten i avkastningskravet har til hensikt å reflektere den risikofrie renten over investeringens tidshorison, foreslår jeg at selskapet vurderer å anvende en mer langsiktig referanserente, nærmere bestemt en normalisert risikofri rente. Dette vil gi best teoretisk samsvar med den risikofrie renten investorene alternativt kan oppnå fra en risikofri kapitalplassering over investeringens tidshorison. Jeg har videre konkludert med at investeringsbetaen i avkastningskravet var for lav, og ikke tilstrekkelig reflekterer risikoen investorene påtar seg. Jeg har ingen innvendinger til nivået på markedsrisikopremien. Videre visere analysen at aksjonærene i selskapet ikke er tilstrekkelig diversifisert og det er uklart om hvorvidt aksjonærene også er berettiget en likviditetspremie. Jeg anbefaler at selskapet gjør en vurdering av om det bør legges til et risikopåslag i avkastningskravet for disse elementene.

I den siste delen av oppgaven analyserer jeg virkningen av grunnrenteskatten på investeringsbeslutningen om å nedskalere kraftverkets størrelse fra det konsesjonssøkte kraftverket. En viktig forutsetning for analysen er at den legger til grunn kraftprodusentens metode for verdsettelse. Det store kraftverket var lønnsomt før skatt, men ulønnsomt etter. For at en periodisert grunnrenteskatt skal være nøytral, er det et krav at nåverdien av avskrivninger og friinntekt skal være lik nåverdien av investeringen. Mine undersøkelser viser at den periodiserte grunnrenteskatten ikke var nøytral for Fennefoss kraftverk slik Å Energi verdsetter skattefradragene. Konsekvensen av dette er at alternativet med 13.000 kVA var lønnsomt før skatt, men ulønnsomt etter skatt. Grunnrenteskatten hadde derfor en vridende effekt og det var ikke aktuelt for Å Energi å bygge et kraftverk som var omfattet av en periodisert grunnrenteskatt.

Små kraftverk under 10.000 kVA er fritatt for grunnrenteskatt. I forbindelse med NVE sin innstilling til konsesjon, fikk selskapet et økt krav til minstevannføring. Selskapet foretok da en optimalisering av kraftverkets installerte effekt basert på forutsetninger om minstevannføring, slukeevne, investeringskostnad og kraftproduksjon og konkluderte med at 9.900 kVA var den optimale utbyggingsløsningen. Alternativet var det mest lønnsomme før skatt og hadde dermed den beste underliggende lønnsomheten. Selskapet har ved å nedskalere størrelsen til kraftverket til like under innslagspunktet for grunnrenteskatt, tilført store verdier (108 mill.kr) til aksjonærene. Avslutningsvis har jeg vist at en kontantstrømsskatt er nøytral. Fennefoss kraftverk med en installert effekt på 13.00 kVA var lønnsomt før skatt og det ville også vært lønnsomt etter skatt med en kontantstrømsskatt.



## Erklæring om bruk av KI-verktøy i arbeidet med denne masteroppgaven

Navn (og versjon) av KI-verktøyet: ChatGPT 4.0.

Formålet med bruken av verktøyet: Formålet med bruken av ChatGPT er til oversettelsesformål, samt hente inspirasjon til hvordan setninger kan bygges opp. Jeg har ikke brukt ChatGPT til analytiske formål eller som kilde til informasjon.

Jeg er klar over at jeg er ansvarlig for alt innhold i denne masteroppgaven, inkludert de deler der KI-verktøy er benyttet. Jeg har ansvar for at oppgaven følger etiske regler for personvern og publisering.

## 14.0 Litteraturliste

Agdereierne. (u.å). *Langsiktige og informerte eiere skaper verdier.*

<https://www.agdereierne.no/wp-content/Veileder.pdf>

Bjørnenak, T.(2019). *Strategiske lønnsomhetsanalyser.* (1.utg.). Fagbokforlaget

Boye, K., (1991). *Finansielle emner.* utg. 8. Bedriftsøkonomenes forlag.

Brealey, R, A., (2017). *Principles of corporate finance.* McGraw-Hill Education

Bøhren, Ø., Gjørum, I, P. (2016). *Finans: innføring i investering og finansiering.*  
Fagbokforlaget

Bøhren, Ø., Gjørum, P. I. (2016). *Finans: Innføring i investering og finansiering.*  
Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke AS.

Bøhren, Ø., Michaelsen, D., Norli, Ø., (2017). *Finans: teori og praksis.* Vigmostad & Bjørke AS.

Dalfest, K. (2024, 11. Januar). *Å Energi varsler milliardinvestering i vannkraft.*

<https://montelnews.com/no/news/1534980/å-energi-varsler-milliardinvesteringer-i-vannkraft>

---

Damodaran, A. (2008, 1. Juli). *What is the risk free rate? A search for the basic building block.*  
[https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=1317436](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1317436)

Damodaran, A. (2012) *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset.* John Wiley & Sons. 3th edition

Dayananda, D., Irons, R., Harrison, S., Herbohn, J., Rowland, P. (2002). *Capital Budgeting.* Cambridge University Press.

Dimson, E., Marsh, P., Staunton, M. (2011) *Equity Premia Around the World.* London Business School

Dimson, E., Marsh, P., Staunton, M. (2015) *Equity Premia Around the World.* London Business School

Drevland, F. (2013). *Kostnadsestimering under usikkerhet.* Concept temahefte nr.4.  
[https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262010610/CONCEPT\\_kostnadsestimering\\_til+WEB.pdf/7fe95f32-0477-4468-b0e5-54589687c16d](https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262010610/CONCEPT_kostnadsestimering_til+WEB.pdf/7fe95f32-0477-4468-b0e5-54589687c16d)

Eiendomsskatteloven. (1976). *Lov om eiendomsskatt til kommunene (LOV-1975-06-06-29).* Lovdata. <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1975-06-06-29>

Ekren, S., Bøhren, Ø. (1985). *Fra sikkerhet til usikkerhet.* Norges Handelshøyskole. Senter for anvendt forskning

Energidepartementet. (2008, 14. November). *Produksjon av elektrisitet (Fakta 2008).*[https://www.fornybarnorge.no/contentassets/2231cc54bf45498cb05e6d8c87410e1c/fornybarnaring\\_rapport\\_a4\\_web\\_29082023.pdf](https://www.fornybarnorge.no/contentassets/2231cc54bf45498cb05e6d8c87410e1c/fornybarnaring_rapport_a4_web_29082023.pdf)

Energifakta Norge. (2024, 20. Februar). *Kraftmarkedet.*  
<https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>

---

Finanssans. (2023, 27. Juni). *Systematisk og usystematisk risiko.*

<https://www.finanssans.no/aksjer/systematisk-og-usystematisk-risiko>

Fornybar Norge. (2023). *Handlekraft- Veikart mot 2030 for norsk fornybarnæring.*

[https://www.fornybarnorge.no/contentassets/2231cc54bf45498cb05e6d8c87410e1c/fornybarnaring\\_rapport\\_a4\\_web\\_29082023.pdf](https://www.fornybarnorge.no/contentassets/2231cc54bf45498cb05e6d8c87410e1c/fornybarnaring_rapport_a4_web_29082023.pdf)

Gjesdal, F., Johnsen, T. (1999). *Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering.* Cappelen akademiske forlag.

Hofstad, K. (2024, 10. Januar). *Wattime.* <https://snl.no/wattime>

Johannessen, A., Tufte, A. P., Kristoffersen, L. (2004). *Introduksjon til samfunnsvitenskapelig metode* (2.utg). Abstrakt forlag as

Johnsen, T. (2017). *Risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraftverk.* Rapport til finansdepartementet

Kollar, T., Goedhart, M., Wessels, D., McKinsey & Company. (2020). *Valuation: measuring and managing value of companies.* (7. Utg). Wiley Blackwell

Kvinlaug S. P. (2023, November). *Felles eierstrategi- de samordnede kommunale eierinteressene i Å Energi.* [https://assets-global.website-files.com/652d273a321d770f22928613/6555eb9ad21b789e2368f8f9\\_Felles%20eierstrategi%202023\\_PRINT.pdf](https://assets-global.website-files.com/652d273a321d770f22928613/6555eb9ad21b789e2368f8f9_Felles%20eierstrategi%202023_PRINT.pdf)

Levy, H., Sarnat, M. (1994). *Capital Investment and Financial Decisions.* (5.utg). Pearson Education

Mehl, H. S. (2023, 27. November). *Vil selge aksjer i Å Energi.* <https://www.agderposten.no/nyheter/i/eJpQkg/vil-selge-aksjer-i-aa-energi-for-1-milliard>

- 
- Meld. St. (2014, 04. Juni) *NVEs innstilling- Søknad fra Agder Energi Vannkraft AS om konsesjon til bygging av Fennefoss kraftverk i Evje og Hornnes kommune.* Olje og energidepartement  
<https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/200701712/3396333>
- Mersland, R. (2014, 25. September). *Skal eie, skal ikke...* <http://www.agdereierne.no/wp-content//Eie-eller-ikke-Roy-Mersland.pdf>
- Meyer, S, S., Ulvedal, B, P., Wasberg, B, P. (2022). *Den nøytrale realrenten* (Staff Memo nr7). Norges Bank. <https://www.norges-bank.no/contentassets/ca7d3fd8e69f4b459f504b37f853ef15/staff-memo-2022-7-b.pdf?v=15082022160305>
- NDLA. (2022a, 23. Mars). *Ulike typer vannkraftverk.* <https://ndla.no/nb/subject:1:8c5a9fdd-4fa4-456b-9afe-34e7e776b4e7/topic:5a2a8f85-cbf6-4f24-8311-404f30c38c02/topic:7f336cde-64aa-4e1a-b418-374215d0f397/resource:72e86cf4-180b-4269-b5b1-b56b25528695>
- NDLA. (2022b, 3.Juli). *Vannkraftverk- oppbygging og funksjon.* <https://ndla.no/nb/subject:1:8c5a9fdd-4fa4-456b-9afe-34e7e776b4e7/topic:5a2a8f85-cbf6-4f24-8311-404f30c38c02/topic:7f336cde-64aa-4e1a-b418-374215d0f397/resource:9f32ded8-10c6-4aa6-9351-a9b59e02f680>
- Nitter, S. (2023, 28. Juni). *Hvordan estimere et selskaps kapitalkostnad.* Praktisk økonomi &Finans Vol.39, utg.2. <https://doi-org.ezproxy.nhh.no/10.18261/pof.39.2.3>
- Norges Bank Investment Management. (2016) *The Equity Risk Premium.* <https://www.nbim.no/contentassets/2b92009ffa9440f98eec8f32a0996ca2/discussion-note-1-16---equity-risk-premium.pdf>
- Norges Bank Investment Management. (u.å) *Hva er oljefondet?* <https://www.nbim.no/no>

- 
- Norges Bank. (2018). *Pengepolitisk rapport: med vurdering av finansiell stabilitet*.  
[https://www.norgesbank.no/contentassets/041b6886afc742129aff7b471577879a/ppr\\_4\\_18.pdf?v=19122018140759](https://www.norgesbank.no/contentassets/041b6886afc742129aff7b471577879a/ppr_4_18.pdf?v=19122018140759)
- Norges Bank. (2022). *Norges Banks håndbok i pengepolitikk*. <https://www.norgesbank.no/aktuelt/nyheter-og-hendelser/Publikasjoner/Norges-Bank-Memo-/2022/memo-12022-handbok-pengepol/innhold/>
- Norli, Ø. (2011, 17. August). *Praktisk bruk av kapitalverdimodellen*. Praktisk økonomi & finans. Vol.27, utg.2.
- Norli, Ø. (2017, 4. August). *Vurdering av risikotillegget i kapitaliseringsrenten i eiendomsskatten for vannkraft*.
- NOU 1989: 14 (1989). *Bedrifts- og kapitalbeskatningen- en skisse til reform*. Finansdepartementet. <https://www.regjeringen.no/contentassets/0042aa1bf6c3400c85488fedc7cd1281/no/pdfs/nou198919890014000dddpdfs.pdf>
- NOU 1992: 34 (1992). *Skatt på kraftselskap*. Nasjonalbiblioteket.  
[https://www.nb.no/items/URN:NBN:no-nb\\_digibok\\_2007091704006?page=0](https://www.nb.no/items/URN:NBN:no-nb_digibok_2007091704006?page=0)
- NOU 2019: 16. (2019). *Skattlegging av vannkraftverk*. Finansdepartementet.  
<https://www.regjeringen.no/contentassets/150e7a43e786456cab856213b03985ea/no/pdfs/nou201920190016000dddpdfs.pdf>
- NOU 2019:18. (2018). *Skattlegging av havbruksvirksomhet*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/207ae51e0f6a44b6b65a2cec192105ed/no/pdfs/nou201920190018000dddpdfs.pdf>
- NOU 2022: 20. (2022). *Et helhetlig skattesystem*. Finansdepartementet. <https://www.regjeringen.no/contentassets/2dcc57a783cc4403bbdb48558514dc38/no/pdfs/nou202220220020000dddpdfs.pdf>

---

NVE (2015, 09. September) *Storvatn, Troms og Finnmark*. <https://www.nve.no/om-nve/nves-listefoerte-kulturminner/dammer/storvatn-troms-og-finnmark/>

NVE (2021a, 07. Desember). *Hva er en konsesjon, og hvem kan få det?*.

<https://www.nve.no/om-nve/spoer-nve/hva-er-en-konsesjon-og-hvem-kan-fa-det/>

NVE (2022). Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030 (nr 20/2022). NVE.

[https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022\\_20.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022_20.pdf)

NVE. (2021b, 16. juni).

*Innmatingstariffer* <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksohmet/nettleie/tariffer-for-produksjon/inmatingstariffer/>

NVE. (2023, 6. November). *Elsertifikater*.

<https://www.nve.no/energi/virkemidler/elsertifikater/>

Olje- og Energidepartementet (2015). *Meddelte vassdragskonsesjoner. Tillatelser meddel*

*2015*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/5adacac424cc4394b6e1194b4992f81f/meddelte-vassdragskonsesjoner-2015.pdf>

Olsen A., Gelius J., Tegnander P. (2023, 24. August). *Kraftverk produserer mindre strøm for å spare skatt*. NRK. <https://www.nrk.no/sorlandet/kraftverk-produserer-mindre-strom-for-a-spare-skatt-1.16526831>

Osmundsen, P., Johnsen, T. (2013). *Petroleumsbeskatning. Teori og virkelighet*. Samfunnsøkonomen nr.5.

<https://samfunnsokonomene.no/app/uploads/2019/05/Samfunnsokonomene-nr-5-2013.pdf>

PwC. (2017). Risikopremien i det norske markedet.

<https://www.pwc.no/no/publikasjoner/pwc-markedsrisikopremie-2017.pdf>

---

Regjeringen (2023, 17. Juni). *Skattesatser* 2023. <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatte-og-avgifter/skattesatser-2023/id2929581/>

Regjeringen, (2018, 31. Desember). *Statens eierberetning 2018*. [https://www.regjeringen.no/contentassets/ca3c0a55b6b041ff8be7d04cf6b0a3cd/eierberetning\\_2018\\_uu\\_korrigert.pdf](https://www.regjeringen.no/contentassets/ca3c0a55b6b041ff8be7d04cf6b0a3cd/eierberetning_2018_uu_korrigert.pdf). Næring & Fiskeridepartementet

Ricardo D. (1821) *The Principles of Political Economy and Taxation* (3.utg.). Electric Book Company. <https://ebookcentral-proquest-com.ezproxy.nhh.no/lib/nhh-ebooks/reader.action?docID=3008474&query=Principles+of+Political+Economy+and+Taxation>

Rosvold, A., K. (2022. 5 oktober). *Installert effekt*. [https://snl.no/installert\\_effekt](https://snl.no/installert_effekt)

Rosvold, H, K., Hofstad, K. (2019, 4. September). *Midlere årsproduksjon*. SNL. [https://snl.no/midlere\\_årsproduksjon](https://snl.no/midlere_årsproduksjon)

Rosvold. A. K. b (2021, 28. Desember) *MVA (megavoltampere)*. [https://snl.no/MVA\\_-\\_megavoltampere](https://snl.no/MVA_-_megavoltampere)

Samset. K., (2016). *Mulighetsrommet. Utgangspunktet for et godt konseptvalg*. (Concept temahefte nr.7). NTNU. [https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262010610/CONCEPT\\_temahefte\\_nr7\\_hele\\_rapporten.pdf/22ffeed-c01a-4ef5-ae46-ccc4ec4b664c](https://www.ntnu.no/documents/1261860271/1262010610/CONCEPT_temahefte_nr7_hele_rapporten.pdf/22ffeed-c01a-4ef5-ae46-ccc4ec4b664c)

Saunders, M., Lewis, P., Thornhill, A. (2007). *Research Methods for Business Students* (4.utg). Pearson Education Limited

Schwabe, E., Mersland, R. (2023, 13. Desember). *Notat med anbefaling om i forbindelse med fremsatt tilbud om aksjebytte fra Statkraft*.

- 
- Skatteetaten. (u.å.). Skatteregimet for vannkraft. <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/rapportering-og-bransjer/bransjer-med-egne-regler/vannkraftverk/store-vannkraftverk/sarskatteregimet-for-vannkraft/>
- Skatteloven (2000) *Lov om skatt av formue og inntekt*. (LOV-1999-03-26-14) <https://lovdata.no/lov/1999-03-26-14/§18-1>
- Småkraftforeningen. (2023). *Nedskalering av kraftverk til under 10 MVA- et lite problem i praksis*.
- Soria Moria. (2005, 13. Oktober). Plattform for regjeringssamarbeidet mellom Arbeiderpartier, Sosialistisk Venstreparti og Senterpartiet 2005-09. [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/smk/vedlegg/2005/regjeringsplattform\\_soriamoria.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/smk/vedlegg/2005/regjeringsplattform_soriamoria.pdf)
- Statman, M. (1987). How Many Stocks Make a Diversified Portfolio. <https://www.jstor.org.ezproxy.nhh.no/stable/2330969?seq=1>
- Strømprisutvalget (2023, 12. Oktober). *Balansekunst- Rapport fra Strømprisutvalget*. Energidepartementet. <https://www.regjeringen.no/contentassets/10f00b5fc453430a867deea8b9d1f355/stromprisutvalgets-rapport.pdf>
- Thema. (2024, 16. Januar). *Vurdering av referanserenten i inntektsrammereguleringen*. [https://publikasjoner.nve.no/rme\\_eksternrapport/2024/rme\\_eksternrapport2024\\_02.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2024/rme_eksternrapport2024_02.pdf)
- Titman, S., Martin, D, J. (2011). *Valuation: The Art and Science of Corporate Investment Decisions* (2.utg). Prentice Hall
- Ung Energi. (2023, 4. Mai). *Hva er vannkraft*. <https://ungenergi.no/energikilder/hav-og-vannkraft/hva-er-vannkraft/>



Å Energi (2023, 19. August). *Åpner sitt første nye kraftverk på over syv år.*

<https://www.aenergi.no/no/pressemelding/17991812>

Å Energi (u. å.) *Om Å Energi- sammen om en fornybar fremtid.*

<https://www.aenergi.no/no/om-oss/om-a-energi>

Å Energi. (2024, 10. Mai). Forberedt hvis det blir vårflom.

<https://www.aenergi.no/no/pressemelding/18094396>

## 15.0 Vedlegg

### Vedlegg 1: Kort beskrivelse av øvrige skatter og kontantstrømselement

I dette vedlegget beskriver jeg kort de øvrige kontantstrømselementene som inngår i investeringsanalysen. Jeg har redegjort for tre viktige kontantstrømselementer: investeringskostnad, selskapsskatt og grunnrenteskatt. De øvrige er: kraftsalg, konsesjonskraft, elsertifikater, driftskostnader og vedlikehold, eiendomsskatt, innmatingskostnader og avskrivninger. Hensikten er å gi leseren en helhetlig forståelse av investeringsanalysene som presenteres, men som faller utenfor oppgavens omfang. Forutsetningene for disse de første tolv årene av analyseperioden er vist i vedlegg 2.

### **Øvrige skatter og avgifter**

#### **Eiendomsskatt**

Uavhengig av størrelse, må alle kraftverk betale eiendomsskatt til kommuner som er vertskommuner for kraftanlegg. Imidlertid varierer metoden for fastsettelse av eiendomsskattegrunnlaget mellom kraftverk med en effekt over og under 10.000 kVA.

For kraftverk med en installert effekt på 10.000 kVA eller mer, beregnes eiendomsskattegrunnlaget ved å ta utgangspunkt i verdien som kraftverket ble verdsatt til ved fastsettelsen av formues- og inntektsskatt året før skatteåret, dvs. det året som det skrives ut eiendomsskatt for (NOU 2019: 16, s. 129). Utgangspunktet for fastsettelse av elementene i “kontantstrøm fra driften” er et rullerende femårs snitt. Formålet med femårsregelen er å forhindre store svingninger i kommunenes inntekter fra eiendomsskatt. Hovedregelen er at de gjennomsnittlige salgsinntektene beregnes som spotmarkedspriser pr. time multiplisert med faktisk produksjon i samme tidsavsnitt. Konsesjonskraft verdsettes derimot til gjennomsnittlig

oppnådd kraftpris (NOU 2019: 16, s.63). Videre oppjusteres salgssinntektene for de foregående årene med den årlige gjennomsnittlige konsumprisindeksen til og med inntektsåret (NOU 2019: 16, s. 63). Fradrag for kostnader tilknyttet drift, samt konsesjonsavgift og grunnrenteskatt fastsettes til gjennomsnittet av summen for hver av de siste fem årene pluss oppjustering for konsumprisindeks (NOU 2019: 16, s.63). Kontantstrømmen fra drift neddiskonteres med en kapitaliseringsrente på 4,5 prosent for å kalkulere nåverdien av kontantstrømmen.

Ved fastsettelse av formuesverdi gis det fradrag for nåverdien av fremtidige utskiftningskostnader tilknyttet kraftproduksjon. Da får vi en formuesverdi som er lik eiendomsskattegrunnlaget. Eiendomsskatten utgjør maksimalt 7 promille av dette grunnlaget (Eiendomsskatteoven, 1976, §8-2). Det finnes ytterligere en begrensning på eiendomsskatten, som er innført for å hindre at det oppstår store svingninger i eiendomsskatten for kraftverk med en ytelse over 10.000 kVA. Dersom formuesverdien overstiger 2,74 kr per kWh multiplisert med årsproduksjonen, eller ligger under 0,95 kr per kWh multiplisert med årsproduksjon, skal satsen settes til henholdsvis 2,74 og 0,95 kr per kWh (NOU 2019: 16, s.133).

For kraftverk med en installert effekt under grensen på 10.000 kVA, fastsettes eiendomsskattegrunnlaget til skattemessig verdi per. 1 januar i skattefastsettingsåret (som refererer til det året hvor skatten beregnes med utgangspunkt i skattegrunnlaget det foregående året) (NOU 2019: 16, s.129). For kraftverk som derimot ikke er satt i drift, settes kraftverkets formuesverdi til investert kapital per 1. januar i fastsettingsåret (NOU 2019: 16 s, 63). Eiendomsskatten har derfor et maksimum og minimumsgrense for formuesfastsettelse.

### **Konsesjonskraft og konsesjonsavgift**

Konsesjoner etter vassdragsreguleringsloven eller vannfallrettighetsloven plikter å avstå konsesjonskraft og betale konsesjonsavgift til de berørte kommunene. Begge ordningene beregnes med utgangspunkt i et teoretisk kraftgrunnlag som representerer effekten et kraftverk kan gi i naturhestekrefter gjennom vassdragets regulerte vannføring og fallhøyde (NOU 2019: 16, s.70).

Formålet med konsesjonskraft er å sikre utbyggingskommunene en del av verdiskapingen. Kommunene kan selge konsesjonskraften i kraftmarkedet, eller la innbyggerne få kraft til en pris som er lavere enn markedsprisen. Eiere av kraftverk er pålagt å avstå inntil 10 prosent av

kraftgrunnlaget. Kommunene og kraftseierne kan avtale konsesjonsprisen, men dersom partene ikke blir enige vil prisen avhenge av tidspunktet for konsesjonstildeling. For konsesjoner gitt før 1959, vil prisen baseres på individuell selvkost, mens kraftprisen i konsesjoner gitt etter dette året vil bestemmes ut fra gjennomsnittlig selvkost i et representativt utvalg av kraftverk gitt av Energidepartementet (NOU 2019: 16, s.69).

Konsesjonsavgiften ble etablert for å kompensere staten og kommunene for skader og ulemper forbundet med utbyggingen av kraftverk, samt sikre dem en andel av verdiskapningen som finner sted (NOU 2019: 16, s.69). Konsesjonsavgiften beregnes ved å multiplisere kraftgrunnlaget med avgiftssatsen som normalt settes til 8 kroner per naturhestekraft i nye konsesjoner (Horn, 2024).

### **Naturressursskatt**

Eiere av kraftverk, med en installert effekt over 10 MVA, er pliktig til å betale naturressursskatt til kommunen og fylkeskommunen for det enkelte kraftverket. Skatten fastsettes på grunnlag av 1/7 av kraftverkets samlede kraftproduksjon for hvert av de siste syv foregående årene (Skatteetaten, u.å.). Naturressursskatten medfører dog ingen ekstra belastning for kraftprodusentene siden den avregnes i skatt på alminnelig inntekt, men fungerer heller som en omfordelende skatt fra stat til kommune som kompensasjon for naturinngrep i lokalsamfunnet. Til kommunen beregnes naturressursskatt med 1,1 øre per kWh, og 0,2 øre til fylkeskommunen (Skatteetaten, u.å.).

## **Øvrige kontantstrømelementer**

### **Inntekter**

Inntektene til et kraftverk er hovedsakelig avhengig av to elementer: prisen på kraft og mengde produsert kraft. Hovedinntekten kommer fra salg av kraft til spotpris, hvor prisene bestemmes av tilbud og etterspørsel, jf. Merit Order-modellen. I tillegg kommer inntekter fra salg av elsertifikater.

### **Midlere årsproduksjon**

Det beste anslaget på kraftverkets fremtidige produksjonsevne, er kraftverkets midlere årsproduksjon. Midlere årsproduksjon er en beregnet gjennomsnittlig årlig produksjon i et

vannkraftverk, basert på historiske data om tilsig av vann. Det brukes ofte en referanseperiode for tilsig som vanligvis strekker seg over 30 år. Basert på produksjonskapasiteten (installert effekt) til kraftverket, beregnes det hva kraftverket i gjennomsnitt ville ha produsert i referanseperioden, og dette anslaget brukes så som et estimat på forventet produksjon i fremtiden (Rosvold & Hostad, 2019).

### **Elsertifikater**

I januar 2012 inngikk Norge og Sverige et samarbeid om et felles marked for elsertifikater, en støtteordning for investeringer i fornybar energiproduksjon. Denne ordningen hadde til hensikt å gjøre det mer attraktivt å investere i kraftproduksjon basert på fornybare energikilder som vannkraft, vindkraft, solenergi og bioenergi (NVE, 2023). Et kraftverk som var godkjent for elsertifikater og som var satt i drift innen utgangen av 2021, ville motta et elsertifikat for hver produserte megawatttime i inntil 15 år (NVE, 2023). Kraftprodusentene kan deretter selge disse elsertifikatene på markedet. Etterspørselen etter elsertifikat skapes ved at kraftleverandører er pålagt å dekke en viss andel av kraften de selger med å kjøpe elsertifikater (NVE, 2023). På denne måten får kraftprodusentene inntekt fra salg av elsertifikater. I praksis er det strømkundene som finansierer denne ordningen, siden kraftleverandører legger kostnaden ved kjøp av elsertifikat inn i strømrregningene til kundene deres (NVE, 2023).

### **Valuta**

Selskapets inntekter fra salg av kraft på kraftbørsen Nord Pool er notert i euro. Det er derfor nødvendig å konvertere disse inntektsstrømmene til norske kroner. Vanligvis konverteres euroinntektene for de første ti årene ved hjelp av terminkurser, mens inntekter deretter konverteres til NOK i henhold til forventede vekslingskurser. Det ble imidlertid benyttet egne NOK/EUR-prognoser for hele analyseperioden i investeringsanalysen for Fennefoss kraftverk. De forventede fremtidige valutakursene ble estimert basert på kjøpekraftsparitet, og ble beregnet med utgangspunkt i inflasjonsforskjeller mellom Norge og EU. Den matematiske fremgangsmåten er gitt ved dagens valutakurs multiplisert med forholdet mellom  $(1+\text{inflasjonsraten i Norge})$  og  $(1+\text{inflasjonsraten i euroområdet})$ .

### **Drifts- og vedlikeholdskostnader**

Drifts- og vedlikeholdskostnadene i et kraftverk består av personalkostnader, vedlikeholdskostnader, forsikringer, innkjøp av utstyr og materiell etc. På tidspunktet for

konseptvalget gjøres det ofte enkle beregninger av nivået på disse kostnadene og estimatet baserer seg på erfaringstall fra relevante kraftverk (Horn, 2024). Horn (2024) sier at man ved budsjettering av kostnader i prosjekter er opptatt av å få frem de marginale endringene som følge av prosjektet og om investeringen påvirker andre kostnader i selskapet. Det må som eksempel vurderes om det er behov for å ansette nye medarbeidere i driften.

### **Innmatingskostnader**

Kraftprodusenter er pålagt å betale en avgift for innmating av kraft til overføringsnettet. Kostnaden består av et fastledd og et energiledd. Fastleddet er en avgift som ikke endrer seg med den mengden kraft som mates inn i nettet. Dette fastleddet beregnes med utgangspunkt i kraftverkets gjennomsnittlige midlere årsproduksjon over de siste ti årene (forventet middelproduksjon for et nytt kraftverk). Størrelsen på fastleddet fastsettes av Statnett (NVE, 2021b).

Energileddet varierer med mengden elektrisitet som mates inn i strømmettet ved et gitt tilknytningspunkt. Energileddet beregnes individuelt for hvert enkelt tilknytningspunkt, og reflekterer de marginale tapskostnadene i dette tilknytningspunktet (NVE, 2021b). Nettselskapene fastsetter tapsprosent i egne nett referert til hvert enkelt innmatingspunkt, som blir lagt til tapsprosentene i det aktuelle tilknytningspunktet med sentralnettet. Den marginale tapskostnaden utgjøres av tapssatsen i tilknytningspunktet og verdien av nettapet, dvs. markedsprisen på kraft (NVE, 2021b). Energileddet beregnes ved å multiplisere den marginale tapssatsen med kraftprisen og midlere årsproduksjon.

### **Skattemessige avskrivninger**

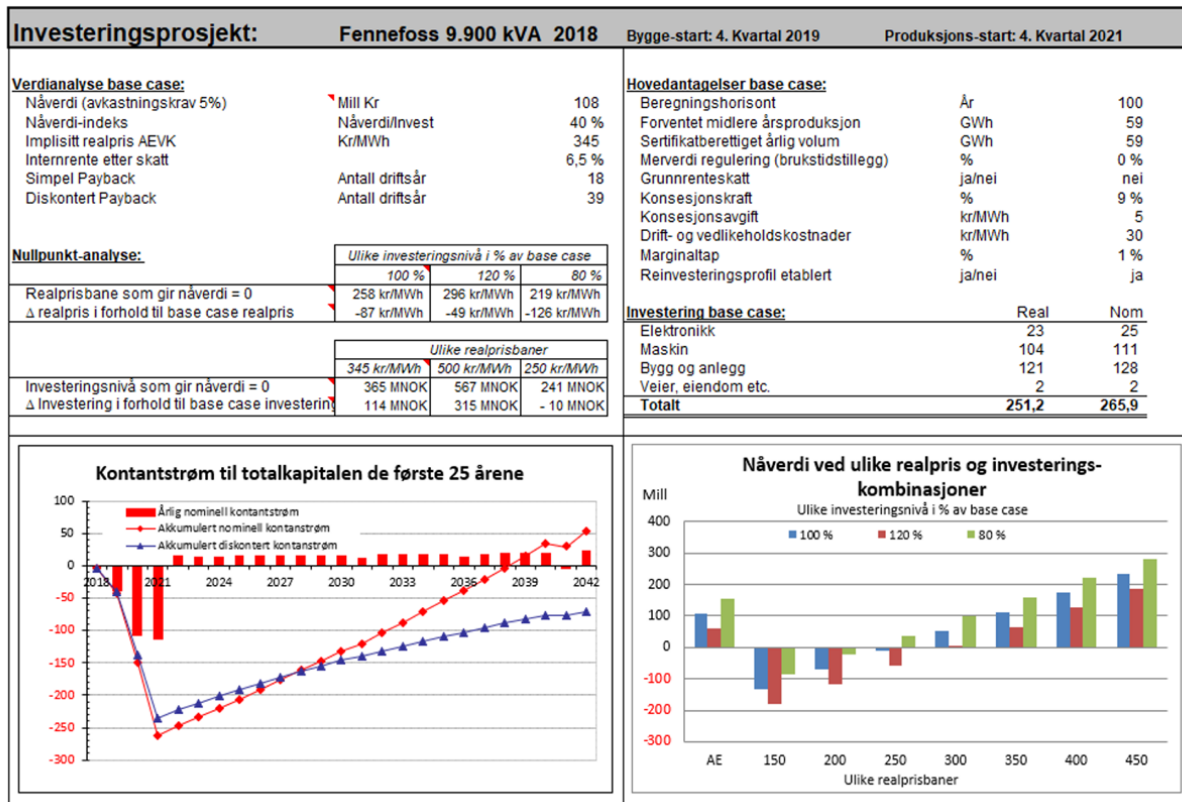
Selv om avskrivningene på driftsmidler ikke er utbetalinger, er de nødvendige å beregne for å estimere kraftverkets skattekostnader. Selskapet kategoriserer investeringene sine i følgende grupper: (1) planleggingskostnader, (2) næringsfond og skjønn, (3) eiendom og veier, (4) elektronikk, (5) bygg og anlegg og (6) maskin. Etter at investeringskostnaden er estimert, allokeres denne til disse gruppene basert på forventet kontraktsverdi og kontraktstidspunkt. I analysen for Fennefoss ble det ikke fordelt investeringer til gruppene *planleggingskostnader* og *næringsfond*. Merk at eiendom og veier ikke avskrives.

Enkelte kraftanlegg følger de alminnelige saldoavskrivningsreglene i skatteloven §§ 14-40, med ulike proSENTsats for ulike typer driftsmidler (NOU 2019:16, s.46). I saldogruppe g, blir anlegg for overføring og distribusjon av elektrisk kraft og elektronisk utrustning i kraftvirksomhet avskrevet med inntil 5 prosent årlig. Driftsmidler som faller inn under denne kategorien, avskrives derfor med en saldoavskrivningssats på 5 prosent. For øvrige driftsmidler er det imidlertid særskilte avskrivningsregler som skal hensynta at driftsmidlene har lang levetid. Enkelte driftsmidler i et kraftanlegg betraktes som *særskilte driftsmidler* (NOU 2019: 16, s.47). Disse driftsmidlene er gjenstand for lineær avskrivning over en definert levetid, der en bestemt andel av anskaffelseskostnaden avskrives årlig, se Skatteloven §18-6. Dammer, tunneler, rørgater (unntatt rør) og kraftstasjoner (inkludert atkomsttunneller) skal avskrives med 1,5 prosent årlig over 67 år. Disse driftsmidlene tilhører avskrivningsgruppen *bygg og anlegg*. Videre skal maskinteknisk utrustning i kraftstasjon, generatorer, rør, foring i sjakt/tunnel, luker, rister, etc., avskrives 2,5 prosent årlig over 40 år. Disse eiendelene tilhører kategorien *maskin*. Grunnlaget for den lineære avskrivningsmetoden over den angitte levetiden for disse driftsmidlene er at denne tilnærmingen best reflekterer det økonomiske verdifallet på disse eiendelene (NOU 2019: 16, s.47).

## Vedlegg 2: Lønnsomhetsmål for Fennefoss kraftverk etter skatt

I dette vedlegget viser jeg utklipp fra nåverdimodellen til Å Energi. Det viser en oppsummering av lønnsomhetsmålene, samt grunnlaget (kontantstrømmodellen) for lønnsomhetsanalysene av Fennefoss kraftverk med installert effekt på 9.900 og 13.000 kVA. Av praktiske årsaker viser jeg kun forutsetningene frem til 2030.

### **Fennefoss kraftverk (9.900 kVA)**



NØKKELTALL	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>INNETEKTER</b>													
Kraftsalg til NordPool (MNOK)	-	-	-	5,0	21,2	21,0	21,2	21,7	22,7	22,6	22,9	23,0	23,5
Kraftsalg til kommuner (MNOK)	-	-	-	(0,27)	(1,17)	(1,14)	(1,14)	(1,18)	(1,25)	(1,23)	(1,2)	(1,2)	(1,3)
Salg av grønne sertifikater (MNOK)	-	-	-	0,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Sum driftsinntekter	-	-	-	5,1	21,3	21,2	21,3	21,8	22,7	22,6	22,9	23,0	23,4
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>													
Driftskostnader og erstatninger (MNOK)	-	-	-	0,5	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2
Kostnadsførte Reinvesteringer	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eiendomsrett (MNOK)	0	-	-	1,4	1,8	1,8	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5
Overføringskostnad Energledd	-	-	-	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Overføringskostnad Fastledd	-	-	-	0,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Særlig Miljøkostnader og andre kostnader	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Konsesjonsavgifter	-	-	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Sum driftskostnader	-	-	-	2,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
EBITDA (MNOK)	-	-	-	2,8	16,0	15,8	16,0	16,4	17,3	17,2	17,5	17,6	18,0
- Avskrivninger (MNOK)	-	-	-	1,5	5,9	5,8	5,8	5,7	5,7	5,6	5,6	5,5	5,5
<b>DRIFTSRESULTAT (EBIT)</b>	-	-	-	1,3	10,1	10,0	10,2	10,7	11,6	11,6	11,9	12,1	12,5
Overkuddsskatt (MNOK)	29,3	-	-	0,3	2,3	2,3	2,3	2,5	2,7	2,7	2,7	2,8	2,9
Grunnrenteskatt (MNOK)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sum skatter	-	-	-	0,3	2,3	2,3	2,3	2,5	2,7	2,7	2,7	2,8	2,9
<b>RESULTAT ETTER SKATT</b>	-	-	-	1,0	7,8	7,7	7,8	8,2	9,0	8,9	9,2	9,3	9,6
<b>KONTANTSTRØM</b>													
Investering og aktivert reinvest (MNOK)	3,9	38,4	106,9	116,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DRIFTSRESULTAT (MNOK)	-	-	-	1,3	10,1	10,0	10,2	10,7	11,6	11,6	11,9	12,1	12,5
Avskrivning (MNOK)	-	-	-	1,5	5,9	5,8	5,8	5,7	5,7	5,6	5,6	5,5	5,5
Sum skatter (MNOK)	-	-	-	-	(0,3)	(2,3)	(2,3)	(2,3)	(2,5)	(2,7)	(2,7)	(2,7)	(2,8)
<b>OPPSATTJENELLE KONTANTSTRØM</b>	-	-	-	2,8	15,7	13,5	13,7	14,1	14,8	14,6	14,8	14,9	15,2
<b>NETTO KONTANTSTRØM</b>	<b>(3,3)</b>	<b>(38,4)</b>	<b>(106,9)</b>	<b>(113,9)</b>	<b>15,7</b>	<b>13,5</b>	<b>13,7</b>	<b>14,1</b>	<b>14,8</b>	<b>14,6</b>	<b>14,8</b>	<b>14,9</b>	<b>15,2</b>

## Fennefoss kraftverk (13.000 kVA)

Investeringsprosjekt:		Fennefoss 13.000 kVA 2018		Bygge-start: 4. Kvarter 2019	Produksjons-start: 4. Kvarter 2021
<b>Verdianalyse base case:</b>					
Nåverdi (avkastningskrav 5%)	Milli Kr		(1,5)		
Nåverdi-indeks	Nåverdi/Invest		-1 %		
Implisitt realpris AEVK	Kr/MWh		346		
Interrente etter skatt			4,98 %		
Simpel Payback	Antall driftsår		22		
Diskontert Payback	Antall driftsår		NB		
<b>Hovedantagelser base case:</b>					
Beregningshorisont	År		100		
Forventet midlere årsproduksjon	GWh		61		
Sertifikatberettiget årlig volum	GWh		61		
Merverdi regulering (brukstidstillegg)	%		0 %		
Grunnrenteskatt	ja/nei		ja		
Konsesjonskraft	%		9 %		
Konsesjonsavgift	kr/MWh		5		
Drift- og vedlikeholdskostnader	kr/MWh		30		
Marginalltap	%		1 %		
Reinvesteringsprofil etablert	ja/nei		ja		
<b>Nullpunkt-analyse:</b>					
	Ulike investeringsnivå i % av base case				
	100 %	120 %	80 %		
Realprisbane som gir nåverdi = 0	348 kr/MWh	399 kr/MWh	296 kr/MWh		
Δ realpris i forhold til base case realpris	2 kr/MWh	53 kr/MWh	-50 kr/MWh		
	Ulike realprisbaner				
	346 kr/MWh	500 kr/MWh	250 kr/MWh		
Investeringsnivå som gir nåverdi = 0	279 MNOK	447 MNOK	174 MNOK		
Δ Investering i forhold til base case investering	-2 MNOK	166 MNOK	-107 MNOK		
<b>Investering base case:</b>					
	Real	Nom			
Elektronikk	23	25			
Maskin	104	111			
Bygg og anlegg	151	160			
Veier, eiendom etc.	2	2			
<b>Totalt</b>	<b>281,2</b>	<b>297,8</b>			

**Kontantstrøm til totalkapitalen de første 25 årene**

**Nåverdi ved ulike realpris og investerings-kombinasjoner**

NØKKELTALL	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>INNETEKTER</b>													
Kraftsalg til NordPool [MNOK]	-	-	-	5,2	22,1	21,9	22,1	22,6	23,6	23,5	23,8	24,0	24,4
Kraftsalg til kommuner [MNOK]	-	-	-	(0,28)	(1,22)	(1,19)	(1,19)	(1,23)	(1,30)	(1,29)	(1,29)	(1,3)	(1,3)
Salg av grønne sertifikater [MNOK]	-	-	-	0,3	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Sum driftsinntekter	-	-	-	5,3	22,2	22,0	22,2	22,7	23,6	23,5	23,8	24,0	24,4
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>													
Driftskostnader og erstatninger [MNOK]	-	-	-	0,5	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3
Kostnadsførte Reinvesteringer	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eiendomsskatt [MNOK]	1	-	-	0,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
Overføringskostnad Energiledd	-	-	-	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Overføringskostnad Fastledd	-	-	-	0,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Særskilte Miljøkostnader og andre kostnader	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Konsesjonsavgifter	-	-	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Sum driftskostnader	-	-	-	1,2	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,4	5,5	5,6	5,7
EBITDA [MNOK]	-	-	-	4,1	17,2	16,9	17,0	17,4	18,2	18,1	18,3	18,3	18,7
- Avskrivninger [MNOK]	-	-	-	1,6	6,4	6,3	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1	6,0	6,0
<b>DRIFTSRESULTAT [EBIT]</b>													
Overkurskuddsskatt [MNOK]	23 sk	-	-	0,6	2,5	2,4	2,5	2,6	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9
Grunnrenteskatt [MNOK]	1	(0,0)	(0,1)	(0,6)	1,6	1,4	1,5	1,6	1,9	1,9	2,1	2,2	2,4
Sum skatter		(0,0)	(0,1)	(0,6)	4,0	3,9	4,0	4,2	4,7	4,7	4,9	5,0	5,3
<b>RESULTAT ETTER SKATT</b>													
	0,0	0,1	0,6	2,7	6,8	6,7	6,7	7,0	7,4	7,3	7,3	7,3	7,4
<b>KONTANTSTRØM</b>													
Investering og aktivert reinvest [MNOK]	3,9	38,4	122,7	132,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DRIFTSRESULTAT [MNOK]	-	-	-	2,5	10,8	10,6	10,7	11,2	12,1	12,0	12,2	12,3	12,7
Avskrivning [MNOK]	-	-	-	1,6	6,4	6,3	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1	6,0	6,0
Sum skatter [MNOK]	-	0,0	0,1	0,6	0,2	(4,0)	(3,9)	(4,0)	(4,2)	(4,7)	(4,7)	(4,9)	(5,0)
<b>OPERASJONELL KONTANTSTRØM</b>													
	-	0,0	0,1	4,7	17,4	12,9	13,1	13,4	14,0	13,4	13,6	13,5	13,7
<b>NETTO KONTANTSTRØM</b>													
	(3,9)	(38,4)	(122,5)	(128,2)	17,4	12,9	13,1	13,4	14,0	13,4	13,6	13,5	13,7



## Vedlegg 3: Lønnsomhetsmål for Fennefoss kraftverk (13.000 kVA) ved kontantstrømskatt

### Fennefoss kraftverk (13.000 kVA) ved kontantstrømskatt

Investeringsprosjekt:		Fennefoss 13.000 kVA 2018	Bygge-start: 4. Kvartal 2019	Produksjons-start: 4. Kvartal 2021
<b>Verdianalyse base case:</b>				
Nåverdi (avkastningskrav 6,5%)	Mill Kr	50,6		
Nåverdi-indeks	Nåverdi/Invest	18 %		
Implisitt realpris AEVK	Kr/MWh	346		
Internrente etter skatt		6,2 %		
Simple Payback	Antall driftsår	17		
Diskontert Payback	Antall driftsår	41		
<b>Hovedantagelser base case:</b>				
Beregningshorisont	År	100		
Forventet midlere årsproduksjon	GWh	61,2		
Sertifikatberettiget årlig volum	GWh	61,2		
Merverdi regulering (brukstidstillegg)	%	0 %		
Grunnrenteskatt	ja/nei	ja		
Konsesjonskraft	%	9 %		
Konsesjonsavgift	kr/MWh	5		
Drift- og vedlikeholdskostnader	kr/MWh	30		
Marginaltap	%	1 %		
Reinvesteringsprofil etablert	ja/nei	ja		
<b>Nullpunkt-analyse:</b>				
Ulike investeringsnivå i % av base case				
	100 %	120 %	80 %	
Realprisbane som gir nåverdi = 0	273 kr/MWh	311 kr/MWh	235 kr/MWh	
D realpris i forhold til base case realpris	-73 kr/MWh	-35 kr/MWh	-111 kr/MWh	
Ulike realprisbaner				
	346 kr/MWh	500 kr/MWh	300 kr/MWh	
Investeringsnivå som gir nåverdi = 0	389 MNOK	619 MNOK	#VT	
D Investering i forhold til base case investerin	108 MNOK	338 MNOK	#VT	
<b>Investering base case:</b>				
	Real	Nom		
Elektronikk	23	25		
Maskin	104	111		
Bygg og anlegg	151	160		
Veier, eiendom etc.	2	2		
<b>Totalt</b>	<b>281,2</b>	<b>297,8</b>		

**Kontantstrøm til totalkapitalen de første 25 årene**

**Nåverdi ved ulike realpris og investerings-kombinasjoner**

INNETEKTER	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kraftsalg til NordPool [MNOK]	-	-	-	4,8	20,1	19,9	20,1	20,6	21,5	21,4	21,7	21,8	22,2
Merverdi reguleringstillegg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kraftsalg til kommuner [MNOK]	-	-	-	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
Salg av opprinnelsesgaranter	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salg av grønne sertifikater [MNOK]	-	-	-	0,3	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
<b>Sum driftsinntekter</b>	-	-	-	5,3	22,2	22,0	22,2	22,7	23,6	23,5	23,8	24,0	24,4
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>													
Driftskostnader og erstatninger [MNOK]	-	-	-	0,5	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3
Kostnadsførte Reinvesteringer	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eiendomsskatt [MNOK]	-	-	-	0,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
Overføringskostnad Energiledd	-	-	-	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Overføringskostnad Fastledd	-	-	-	0,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Særskilte Miljøkostnader og andre kostnader	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Konsesjonsavgifter	-	-	-	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>Sum driftskostnader</b>	-	-	-	1,2	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,4	5,5	5,6	5,7
<b>EBITDA [MNOK]</b>	-	-	-	4,1	17,2	16,9	17,0	17,4	18,2	18,1	18,3	18,3	18,7
- Avskrivninger [MNOK]	-	-	-	1,6	6,4	6,3	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1	6,0	6,0
<b>DRIFTSRESULTAT (EBIT)</b>	-	-	-	2,5	10,8	10,6	10,7	11,2	12,1	12,0	12,2	12,3	12,7
Overskuddsskatt [MNOK]	-	-	-	0,6	2,5	2,4	2,5	2,6	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9
Grunnrenteskatt [MNOK]	-	-	-	(6,0)	6,2	6,2	6,3	6,4	6,7	6,6	6,7	6,7	6,9
<b>Sum skatter</b>	-	-	-	(5,9)	8,8	8,7	8,7	9,0	9,5	9,4	9,5	9,6	9,8
<b>RESULTAT ETTER SKATT</b>	1,8	17,8	56,9	62,0	2,0	1,9	2,0	2,2	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9
<b>KONTANTSTRØM</b>													
Investering og aktivert reinvest [MNOK]	3,9	38,4	122,7	132,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>DRIFTSRESULTAT [MNOK]</b>	-	-	-	2,5	10,8	10,6	10,7	11,2	12,1	12,0	12,2	12,3	12,7
Avskrivning [MNOK]	-	-	-	1,6	6,4	6,3	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1	6,0	6,0
<b>Sum skatter [MNOK]</b>	-	-	-	1,8	17,8	56,9	59,5	(8,8)	(8,7)	(9,0)	(9,5)	(9,6)	(9,8)
<b>OPERASJONELL KONTANTSTRØM</b>	-	18	17,8	60,9	76,7	8,1	8,3	8,7	9,2	8,6	8,9	8,8	9,1
<b>Netto kontantstrøm</b>	(3,9)	(36,6)	(104,8)	(71,9)	76,7	8,1	8,3	8,7	9,2	8,6	8,9	8,8	9,1

## Vedlegg 4: Nåverdi og kontantstrømmer før skatt

I dette vedlegget viser jeg utklipp fra nåverdimodellen til Å Energi. Utklippene viser lønnsomhetsmålene, og av praktiske grunner kontantstrømmene de første tretti årene.

## Fennefoss kraftverk 9.900 kVA

Investeringsprosjekt:		Fennefoss kraftverk 2018		Bygge-start: 4. Kvarter 2019	Produksjons-start: 4. Kvarter 2021
<b>Verdianalyse base case:</b>					
Nåverdi (avkastningskrav 5,56%)	Mill Kr		120		
Nåverdi-indeks	Nåverdi/Invest		45,1 %		
Implisitt realpris AEVK	Kr/MWh		342		
Internrente etter skatt			7,4 %		
Simpel Payback	Antall driftsår		15		
Diskontert Payback	Antall driftsår		32		
<b>Nullpunkt-analyse:</b>					
	Ulike investeringsnivå i % av base case				
	100 %	120 %	80 %		
Realprisbane som gir nåverdi = 0	252 kr/MWh	290 kr/MWh	214 kr/MWh		
Δ realpris i forhold til base case realpris	-90 kr/MWh	-52 kr/MWh	-128 kr/MWh		
	Ulike realprisbaner				
	342 kr/MWh	500 kr/MWh	250 kr/MWh		
Investeringsnivå som gir nåverdi = 0	369 MNOK	577 MNOK	249 MNOK		
Δ Investering i forhold til base case investering	118 MNOK	326 MNOK	-2 MNOK		
<b>Hovedantagelser base case:</b>					
Beregningshorisont	År		100		
Forventet midlere årsproduksjon	GWh		59		
Sertifikatberettiget årlig volum	GWh		59		
Merverdi regulering (bruktstillegg)	%		0 %		
Grunnrenteskatt	ja/nei		nei		
Konsesjonskraft	%		9 %		
Konsesjonsavgift	kr/MWh		5		
Drift- og vedlikeholdskostnader	kr/MWh		30		
Marginaltap	%		1 %		
Reinvesteringsprofil etablert	ja/nei		ja		
<b>Investerings base case:</b>					
	Real	Nom			
Elektronikk	23	25			
Maskin	104	111			
Bygg og anlegg	121	128			
Veier, eiendom etc.	2	2			
<b>Totalt</b>	<b>251,2</b>	<b>265,9</b>			

**Kontantstrøm til totalkapitalen de første 25 årene**

**Nåverdi ved ulike realpris og investerings-kombinasjoner**

NØKKELTALL													
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>INNETEKTER</b>													
Kraftsalg til NordPool [MNOK]	-	-	-	5,0	21,2	21,0	21,2	21,7	22,7	22,6	22,9	23,0	23,5
Kraftsalg til kommuner [MNOK]	-	-	-	(0,3)	(1,2)	(1,1)	(1,1)	(1,2)	(1,3)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,3)
Salg av grønne sertifikater [MNOK]	-	-	-	0,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Sum driftsinntekter	-	-	-	5,1	21,3	21,2	21,3	21,8	22,7	22,6	22,9	23,0	23,4
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>													
Driftskostnader og erstatninger [MNOK]	-	-	-	0,5	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2
Kostnadsførte Reinvesteringer	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eiendomsskatt [MNOK]	0	-	-	1,4	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5
Overføringskostnad Energiledd	-	-	-	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Overføringskostnad Fastledd	-	-	-	0,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Særligte Miljøkostnader og andre kostnader	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Konsesjonsavgifter	-	-	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Sum driftskostnader	-	-	-	2,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
EBITDA [MNOK]	-	-	-	2,8	16,0	15,8	16,0	16,4	17,3	17,2	17,5	17,6	18,0
- Avskrivninger [MNOK]	-	-	-	1,5	5,9	5,8	5,8	5,7	5,7	5,6	5,6	5,5	5,5
<b>DRIFTSRESULTAT [EBIT]</b>													
Overskuddsskatt [MNOK]	0 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grunnrenteskatt [MNOK]	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sum skatter	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>RESULTAT ETTER SKATT</b>													
	-	-	-	1,3	10,1	10,0	10,2	10,7	11,6	11,6	11,9	12,1	12,5
<b>KONTANTSTRØM</b>													
Investering og aktivert reinvest [MNOK]	3,9	38,4	106,9	116,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DRIFTSRESULTAT [MNOK]	-	-	-	1,3	10,1	10,0	10,2	10,7	11,6	11,6	11,9	12,1	12,5
Avskrivning [MNOK]	-	-	-	1,5	5,9	5,8	5,8	5,7	5,7	5,6	5,6	5,5	5,5
Sum skatter [MNOK]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>OPERASJONELL KONTANTSTRØM</b>													
	-	-	-	2,8	16,0	15,8	16,0	16,4	17,3	17,2	17,5	17,6	18,0
<b>NETTO KONTANTSTRØM</b>													
	(3,9)	(38,4)	(106,9)	(113,9)	16,0	15,8	16,0	16,4	17,3	17,2	17,5	17,6	18,0

## Fennefoss 13.000 kVA

Investeringsprosjekt: Fennefoss kraftverk 2018		Bygge-start: 4. Kvartal 2019	Produksjons-start: 4. Kvartal 2021
<b>Verdianalyse base case:</b>		<b>Hovedantagelser base case:</b>	
Nåverdi (avkastningskrav 5,56%)	Mill Kr 97,1	Beregningshorisont	Ar 100
Nåverdi-indeks	Nåverdi/Invest 32,6 %	Forventet midlere årsproduksjon	GWh 61
Implisitt realpris AEVK	Kr/MWh 342	Sertifikatberettiget årlig volum	GWh 61
Interrente etter skatt	6,9 %	Møverdi regulering (brukstidstillegg)	% 0 %
Simpel Payback	Antall driftsår 16	Grunntrenteskatt	ja/nei nei
Diskontert Payback	Antall driftsår 38	Konsesjonskraft	% 9 %
		Konsesjonsavgift	kr/MWh 5
		Drift- og vedlikeholdskostnader	kr/MWh 30
		Marginaltapp	% 1 %
		Reinvesteringsprofil etablert	ja/nei ja
<b>Nullpunktanalyse:</b>		<b>Investering base case:</b>	
	<i>Ulike investeringsnivå i % av base case</i>		Real Nom
	100 % 120 % 80 %		
Realprisbane som gir nåverdi = 0	272 kr/MWh 310 kr/MWh 234 kr/MWh		
Δ realpris i forhold til base case realpris	-70 kr/MWh -32 kr/MWh -108 kr/MWh		
	<i>Ulike realprisbaner</i>		
	342 kr/MWh 500 kr/MWh 250 kr/MWh		
Investeringsnivå som gir nåverdi = 0	385 MNOK 620 MNOK 249 MNOK		
Δ Investering i forhold til base case investering	104 MNOK 339 MNOK -32 MNOK		
			<b>Totalt 281,2 297,8</b>

**Kontantstrøm til totalkapitalen de første 25 årene**

**Nåverdi ved ulike realpris og investerings-kombinasjoner**

<b>NØKKELTALL</b>	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>INNETEKTER</b>													
Kraftsalg til NordPool [MNOK]	-	-	-	5,2	22,1	21,9	22,1	22,6	23,6	23,5	23,8	24,0	24,4
Kraftsalg til kommuner [MNOK]	-	-	-	(0,3)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)	(1,3)
Salg av grønne sertifikater [MNOK]	-	-	-	0,3	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Sum driftsinntekter	-	-	-	5,3	22,2	22,0	22,2	22,7	23,6	23,5	23,8	24,0	24,4
<b>DRIFTSKOSTNADER</b>													
Driftskostnader og erstatninger [MNOK]	-	-	-	0,5	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3
Kostnadsferte Reinvesteringer	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eiendomsskatt [MNOK]	1	-	-	0,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6
Overføringskostnad Energiledd	-	-	-	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Overføringskostnad Fastledd	-	-	-	0,3	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Særslikte Miljøkostnader og andre kostnader	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Konsesjonsavgifter	-	-	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Sum driftskostnader	-	-	-	1,2	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,4	5,5	5,6	5,7
EBITDA [MNOK]	-	-	-	4,1	17,2	16,9	17,0	17,4	18,2	18,1	18,3	18,3	18,7
- Avskrivninger [MNOK]	-	-	-	1,6	6,4	6,3	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1	6,0	6,0
<b>DRIFTSRESULTAT [EBIT]</b>	-	-	-	2,5	10,8	10,6	10,7	11,2	12,1	12,0	12,2	12,3	12,7
Overskuddsskatt [MNOK]	0 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grunntrenteskatt [MNOK]	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sum skatter	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>RESULTAT ETTER SKATT</b>	-	-	-	2,5	10,8	10,6	10,7	11,2	12,1	12,0	12,2	12,3	12,7
<b>KONTANTSTRØM</b>													
Investering og aktivert reinvest [MNOK]	3,9	38,4	122,7	132,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DRIFTSRESULTAT [MNOK]	-	-	-	2,5	10,8	10,6	10,7	11,2	12,1	12,0	12,2	12,3	12,7
Avskrivning [MNOK]	-	-	-	1,6	6,4	6,3	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1	6,0	6,0
Sum skatter [MNOK]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>OPERASJONELL KONTANTSTRØM</b>	-	-	-	4,1	17,2	16,9	17,0	17,4	18,2	18,1	18,3	18,3	18,7
<b>NETTO KONTANTSTRØM</b>	<b>(3,9)</b>	<b>(38,4)</b>	<b>(122,7)</b>	<b>(128,8)</b>	<b>17,2</b>	<b>16,9</b>	<b>17,0</b>	<b>17,4</b>	<b>18,2</b>	<b>18,1</b>	<b>18,3</b>	<b>18,3</b>	<b>18,7</b>

## Vedlegg 5: Nåverdi av friinntekten og avskrivninger og investeringskostnad (inkludert reinvesteringer) ved Fennefoss kraftverk (13.000 kVA)

Denne tabellen viser nåverdien av avskrivninger og friinntekt, sammenlignet med nåverdien av investeringskostnaden og aktiverte reinvesteringer. Tabellen viser av praktiske grunner kun kontantstrømmene frem til 2030.

År	Nåverdi	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Avskrivninger [MNOK]	98,4	0,0	0,0	0,0	1,6	6,4	6,3	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1	6,0	6,0
Friinntekt [MNOK]	86,4	0,0	0,3	1,7	4,6	6,4	6,6	6,4	6,6	6,7	6,5	6,4	6,2	6,1
	184,9	0,0	0,3	1,7	6,2	12,8	12,9	12,7	12,8	12,9	12,6	12,4	12,3	12,1
Investering og aktivert reinvest [MNOK]	274,2	3,9	38,4	122,7	132,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Awik	89,4	3,9	38,1	121,0	126,6	-12,8	-12,9	-12,7	-12,8	-12,9	-12,6	-12,4	-12,3	-12,1

## Vedlegg 6: Risikoregister og usikkerhetsanalyse

I dette vedlegget viser jeg til utklipp fra risikoregisteret som ble laget i usikkerhetsanalysen for investeringskostnaden, samt agenda for usikkerhetsanalysen.

### Risikoregister for Fennefoss kraftverk

Usikkerhet/hendelse (Risiko for...)	Gruppering av usikkerheter (velg fra rullegardin)	Fase (velg fra rullegardin)	Beskrivelse av usikkerhet Årsak (på grunn av...) Konsekvens (fører til...)	Trussel (T) / Mulighet (M)	Resultatmå- ling
Utforming av inntaket med tanke på nedvandring av BLEKA	Prosjektering og teknisk løsning	Forprosjekt	Omfanget mhp utforming for å sikre overlevelse av Bleka	T	Omdømme
Manglende underlag for utarbeidelse av LoMp	Konsesjon og myndighetskrav	Forprosjekt	Endring av design i forhold til konsesjonssøkt og konsesjonsgitt design.	T	Tid
LoMp ikke godkjent ved tidspunkt for utsendelse av forespørsel	Konsesjon og myndighetskrav	Forberede gjennomføring	Manglende kapasitet og prioritet hos NVE. Endringen er så stor at NVE må konferere med OED	T	Tid
Utslippstillatelse ikke godkjent ved tidspunkt for utsendelse av forespørsel	Konsesjon og myndighetskrav	Forberede gjennomføring	Manglende kapasitet og prioritet hos Fylkesmannen.	T	Tid
Krav knyttet til deponering av slaggmasser	Konsesjon og myndighetskrav	Forberede gjennomføring	Usikkert om fylkesmannen vil kreve særskilte tiltak knyttet til håndtering og deponering av slaggmasser.	T	Kostnad
Arkitektonisk utforming av bygget	Prosjektering og teknisk løsning	Forprosjekt	Ved endret størrelse/design, vil kommunen kreve spesielle arkitektoniske løsninger?	T	Kostnad
Håndtering av vannstandsvariasjon i inntaksbassenget	Konsesjon og myndighetskrav	Forberede gjennomføring	Håndtering av slipp av MVF ved varierende tilsig til Fennefossen	T	Omdømme
Tidspunkt for gjennomføring av tiltak på Odden Camping	Prosjektstyring og gjennomføring	Gjennomføring	Krav fra OC om gjennomføring i lavsesong	T	Kostnad
Oppvandringsløsninger for Bleka i Fennefossen	Konsesjon og myndighetskrav	Gjennomføring	Krav i konsesjon	T	Tid
Forurenset masse i anleggsområdet	Geologi og grunnforhold	Forberede gjennomføring	Vi er ikke kjent med om det finnes forurenset masse ut over slagg og rester fra gammel kraftstasjon i grunnen. Er området blitt brukt som deponi i tidligere tider?	T	Kostnad
Endret arealbruk rundt kraftstasjonsområde	Konsesjon og myndighetskrav	Forberede gjennomføring	Konsekvens i forhold til utbyggingsavtale	T	Kostnad
Ny/enklere gjennomføringsmetodikk	Prosjektering og teknisk løsning	Forberede gjennomføring	Overfører mye av prosjektering til fasen etter B2	T	Kvalitet
Ny/enklere gjennomføringsmetodikk	Prosjektstyring og gjennomføring	Gjennomføring	Må i alle faser begrense administrative kostnader	M	Kostnad
Valg av endret konsept i forhold til Konsesjon	Konsesjon og myndighetskrav	Forberede gjennomføring	Kan oppstå motforestillinger hos kommune, NVE etc. Kan forsinke framdrift	T	Tid
Enklere tekniske løsninger	Eierstyring	Drift	Kan gi større kostnader i forbindelse med drift og vedlikehold	T	Kostnad
Høyt falltap i vannveien	Flom, vær og vannføring	Drift	På grunn av bunnforholdene, lavere produksjon	T	Kostnad
Forsinkelse på leveranser elmek	Prosjektstyring og gjennomføring	Gjennomføring	Liten prioritet i verksted, påvirker fremdrift	T	Tid
Uhell i transport	Prosjektstyring og gjennomføring	Gjennomføring	Uforutsette hendelser	T	Tid
Teknisk løsning på lukene	Prosjektering og teknisk løsning	Drift	Driftsmessige utfordringer	T	Kvalitet
At vi ikke får godkjent vår reguleringsplan	Konsesjon og myndighetskrav	Forberede gjennomføring	Gjeldende reguleringsplan er i strid med vår plan	T	Tid
Dårligere grunnforhold enn antatt, spesielt oppstrøms	Geologi og grunnforhold	Gjennomføring	Manglende undersøkelser, Ytterligere sikring og injisering må til	T	Kostnad
Flom i byggetiden	Flom, vær og vannføring	Gjennomføring	Fører til byggestans/ødeleggelser	T	Kostnad
Få tilbydere og vi oppnår ikke god nok konkurranse	Marked og konkurranse	Kontrahering	Det er høyt trykk i markedet, gir økte kostnader	T	Kostnad
Vi rekker ikke fristen for elsertifikater	Prosjektstyring og gjennomføring	Gjennomføring	Planen er optimistisk tidsmessig (31/12-2021)	T	Tid
Beslutningsprosess trekker ut	Eierstyring	Forberede gjennomføring	Manglende beslutningsunderlag	T	Tid
Får ikke tak i ekspert-ressurser	Prosjektering og teknisk løsning	Forberede gjennomføring	De beste er opptatt, intern knapphet på ressurser	T	Kvalitet
Stygt bygg ødelegger omdømmet	Eierstyring	Forberede gjennomføring	Avvik fra opprinnelig plan	T	Omdømme
Upålitelige tekniske løsninger (drift)	Prosjektering og teknisk løsning	Drift	Nye produkter, drift involveres for lite, påvirker gevinstrealisering gjennom problemer i drift	T	Kvalitet
Kompetanse hos byggtrepreneur ikke tilstrekkelig	Prosjektstyring og gjennomføring	Gjennomføring		T	Kvalitet
Gjeldende reguleringsplan er i strid med vår plan/konsesjonsvedtak	Konsesjon og myndighetskrav	Forberede gjennomføring		T	Tid
Utfordring med plassering av gummiluker	Prosjektering og teknisk løsning	Drift	Gummiluker må kunne vedlikeholdes	T	Kvalitet
Klager fra naboer	Prosjektstyring og gjennomføring	Gjennomføring	Plagsom anleggsgstøy, bruke uøndelig tid	T	Omdømme



---

## **Intervjuguide informant 1 (økonomirådgiver)**

### 1.Intervju

#### Hovedspørsmål:

- Kan du fortelle litt om hvordan dere går frem for å vurdere lønnsomheten av ulike prosjekter?
- Hvilke modeller bruker dere og hvilke lønnsomhetsmål legger dere vekt på?
- Hvordan rangerer dere prosjekter?
- Hvordan påvirker grunnrenteskatten lønnsomheten til prosjektene
- Hvorfor dekomponerer dere ikke kontantstrømmene deres slik Finansdepartementet forutsetter?

### 2.Intervju

- Hva er prosessen deres for å estimere investeringskostnad?
- Hvilke simuleringsverktøy bruker dere?
- Hvordan utviklet investeringskostnaden seg i prosjektet?
- Pleier estimatet deres å treffe den faktiske investeringskostnaden?

#### Avrundingsspørsmål

- Hva synes du er bra og hva synes du er mindre dårlig med dagens metodikk for lønnsomhetsvurdering?
- Tusen takk

## **Intervjuguide informant 2 (rådgiver risiko):**

#### Hovedspørsmål:

- Hvordan beregner dere avkastningskravet og hvilken modell bruker dere for å beregne avkastningskravet?
- Hva har dere lagt til grunn for parameterne i modellen herunder risikofri rente, beta, beta, gjeldskostnad og kapitalstruktur?
- Hva er grunnlaget for beta? Hvilke sammenlignbare selskaper har dere lagt til grunn?
- Hvilken indeks brukes som referanse?
- Hva tenker du om tidshorisonten til avkastningskravet
- Hvordan har avkastningskravet sett ut i perioden fra 2016-2020



- Oppfatter dere eierne deres for veldiversifiserte?
- Vurderer dere risiko ifht. skattepolitikk?
- Har dere forskjellige avkastningskrav på ulike selskaper og virksomheter?

Avrundingsspørsmål:

- Ser du noen svakheter ved dagens beregning av avkastningskravet?
- Er det noe mer du har lyst å legge til?
- Tusen takk

### **Intervjuguide informant 3 (seksjonsleder prosjekt)**

Hovedspørsmål:

- Kan du fortelle litt om eierstyringsmodellen deres?
- Hvilke krav stilles til nye kraftanlegg?
- Hvordan driver dere prosjektstyring og hvordan tar dere beslutninger?
- Hvilke krav har dere til ulike beslutninger?
- Bruker dere mest kompetanse internt eller eksternt i prosjektarbeidet?

Avrundingsspørsmål

- Hva synes du er bra med eierstyringsmodellen og hva synes du er mindre bra?
- Er det noe mer du ønsker å legge til?
- Tusen takk

### **Intervjuguide informant 4:**

Hovedspørsmål:

- Kan du fortelle meg om de viktigste hendelsene i prosjektforarbeidet=
- En del av oppgaven vil være å vurdere alternativene til kraftverket som ble bygget ut. Kan du fortelle litt om hvilke andre alternativer som ble vurdert?
- Kan du fortelle om konsesjonssøknads-prosessen og kan jeg få tilsendt dette?
- Hva skjedde etter at NVE innstilte om et høyere minstevannføring forbi kraftverket og hvilke vurderinger ble gjort?

Avrundingsspørsmål



- Hva tenker du om nedskaleringen av kraftverket?
- Er det noe du ønsker å legge til?